



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ



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

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

Руководитель аппарата
Мосгосэкспертизы

Ю.М.Николенко

«18» октября 2019 г.

ИТОГОВОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ПУБЛИЧНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА IV ЭТАП

Инвестиционный проект:

«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)»
по адресу:

г. Санкт-Петербург, Калининский район,
ул. Ушинского, участок 1
(Юго-западнее пересечения с Тимуровской ул.)

№ 56-ТЦА/МГЭ/73-42/19-(0)-0

075467

г. Москва



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



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

**Итоговое заключение о проведении публичного
технологического и ценового аудита инвестиционного проекта
ПАО «Ленэнерго» «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)»
(Четвертый этап – стадия сдачи объекта в эксплуатацию в
результате 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 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита	11
4.4 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита	11
5 Технологический аудит	12
5.1 Анализ основных технических и технологических решений.....	12
5.1.1 Техничко-экономические показатели	12
5.1.3 Трасса и протяженность КЛ 110 кВ	14
5.2 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации	15
5.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий	15
6 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта.....	16
6.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям.....	16
6.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса	17
6.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта.....	18
6.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей	18
6.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта.....	18
7 Ценовой аудит	20
7.1 Оценка стоимостных показателей.....	20
7.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости	20
7.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены.	21
7.1.3 Анализ стоимости с использование Укрупненных стоимостных показателей	25
7.1.4 Сравнительный анализ укрупненных расчетных стоимостных показателей инвестиционного проекта.....	28
7.1.5 Сравнительный анализ с объектами-аналогами	29
7.1.6 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта	30
7.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.....	33
7.2.1 Анализ финансово-экономической модели.....	33
7.2.2 Анализ показателей экономической эффективности	35
7.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта.....	37
7.3.1 Анализ эксплуатационных затрат	37

7.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей.....	37
7.5 Анализ основных экономических рисков.....	37
8 Мониторинг на стадии строительства	40
8.1 Анализ соблюдения графика закупок	40
8.2 Анализ проведения тендерных процедур	40
8.3 Анализ сроков оказания услуг, изготовления оборудования и графика его поставок в соответствии с закупочной документацией	42
8.4 Анализ договоров подряда с проектными, строительными и монтажными организациями, поставки оборудования, оказания услуг	43
8.5 Анализ достаточности правоустанавливающей и исходно-разрешительной документации на строительство	46
8.6 Анализ разработки рабочей документации	47
8.6.1 Выполнение графика разработки рабочей документации	47
8.6.2 Выборочная проверка рабочей документации	48
8.6.3 Исполнение графика выпуска рабочей документации.....	51
8.7 Анализ фактических сроков реализации инвестиционного проекта и соответствия выполняемых работ «Проекту организации строительства»....	51
8.7.1 Анализ исполнения сводного календарного плана проекта и графика строительства, утвержденного Заказчиком.....	52
8.7.2 Анализ сроков строительства и фактическое их соблюдение.....	53
8.7.3 Анализ предлагаемых изменений объектных и рабочих календарных графиков	55
8.7.4 Оценка рисков инвестиционного проекта	56
8.7.5 Анализ причин выявленных отклонений сроков	59
8.7.6 Оценка предлагаемой этапности строительства	60
8.8 Мониторинг проведения пуско-наладочных работ	60
8.8.1 Анализ соблюдения графика пуско-наладочных работ	60
8.8.2 Анализ наличия документации по выполнению пуско-наладочных работ	61
8.8.3 Выборочный анализ документации по приемке оборудования и систем из монтажа в производство пуско-наладочных работ.....	61
8.9 Выборочная проверка исполнительной документации	63
8.10 Анализ соблюдения регламентов энергоэффективности объекта в соответствии с требованиями проектной документации.....	65
8.11 Анализ обоснованности изменений технических и технологических решений, изменений сметной стоимости объектов капитального строительства.....	67
8.12 Мониторинг формирования первичной и учетной документации по объекту	69
8.13 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	71
8.14 Анализ предоставленных подрядчиками (поставщиками) банковских гарантий обеспечения заключенных с ними договоров и авансовых платежей	77

8.15 Анализ реализации проекта	83
8.15.1 Анализ выполнения плановых показателей в части финансирования проекта.....	84
8.15.2 Анализ выполнения плановых показателей в части освоения капитальных вложений проекта	86
8.15.3 Анализ выполнения плановых показателей в части принятия основных средств к бухгалтерскому учету	87
8.15.4 Анализ подтвержденных затрат по инвестиционному проекту.....	88
9 Мониторинг на стадии эксплуатации	92
9.1 Анализ соответствия эксплуатационного режима объекта и установленного на нем оборудования эксплуатационным нормам и правилам, а также требованиям поставщиков оборудования.....	92
9.2 Анализ инвестиционного проекта с точки зрения соответствия фактических показателей на этапе эксплуатации показателям, заложенным в техническом задании на проектирование	92
9.3 Анализ соответствия выполненного проекта утвержденной проектной документации.....	92
9.4 Анализ целевого расходования средств в ходе строительства, проверка соответствия стоимости выполненных работ договорной документации, выявление отклонений бюджета от запланированных показателей.....	93
9.5 Анализ соответствия выполненных работ требованиям проектной и разработанной на ее основе рабочей документации	95
9.6 Проверка соблюдения регламентов энергоэффективности объекта на этапе завершения строительства в соответствии с требованиями проектной документации.....	95
9.7 Анализ экологической эффективности объекта в эксплуатационном режиме	96
10 Заключение	97

1 Введение

Целями проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта ПАО «Ленэнерго» «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)» на стадии «сдачи объекта в эксплуатацию в результате реализации инвестиционного проекта» являются:

- анализ соответствия эксплуатационного режима объекта и установленного на нем оборудования эксплуатационным нормам и правилам, а также требованиям поставщиков оборудования;

- анализ инвестиционного проекта с точки зрения соответствия фактических показателей на этапе эксплуатации показателям, заложенным в Техническом задании на проектирование;

- соответствие выполненного проекта утвержденной проектно-сметной документации;

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

- проверка соответствия выполненных 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, составленной 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;

- анализ экологической эффективности объекта в эксплуатационном режиме;

- 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 «Ленэнерго»).

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

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

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

Инвестиционная программа – 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

Дата проведения технологического и ценового аудита – июль-октябрь 2019 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.

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

– постановление Правительства РФ от 30.04.2013 № 382 «О проведении публичного технологического и ценового аудита крупных инвестиционных проектов с государственным участием и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации»;

– 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;

– «Схема и программа развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2017-2021 гг., утвержденная Постановлением Губернатора Санкт-Петербурга № 66-пг от 27.06.2017;

– Изменения, вносимые в инвестиционную программу ПАО «Ленэнерго» на 2016-2020 годы, утвержденные приказом Минэнерго России от 21.12.2018 № 27@;

– «Проект корректировки инвестиционной программы ПАО «Ленэнерго» на 2016 – 2020 годы (размещен 15.07.2019 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет (ссылка URL: <https://minenergo.gov.ru/node/4180/>)).

4 Описание инвестиционного проекта

4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта

Цель реализации инвестиционного проекта «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)» – развитие электрической сети, связанное с подключением новых потребителей, разгрузка существующей ПС № 124, повышение качества оказываемых услуг в сфере электроэнергетики.

4.2 Краткое описание реализации инвестиционного проекта

В 2006 году по договору подряда № 107/К/4032 от 09.10.2006 ООО «НПО «ИЭМ» по заказу ОАО «Ленэнерго» приступило к выполнению полного комплекса работ по строительству «под ключ», в том числе разработке проектной документации.

В феврале 2011 года подписано дополнительное соглашение №11-616 о замене сторон (замена подрядчика ООО «НПО «ИЭМ» на нового подрядчика ООО «Меридиан») на капитальное строительство «под ключ» и ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ № 124А.

Согласно техническому заданию на разработку рабочего проекта предусматривался следующий объем электросетевого строительства:

– строительство закрытой ПС 110 кВ с КРУЭ 110 кВ выполненное по схеме мостик с пятью выключателями, установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10/10 кВ мощностью по 63 МВА с возможностью замены на трансформаторы до 2х80 МВА;

– строительство двух КЛ 110 кВ от сооружаемого закрытого переключательного пункта у ПС 110 кВ № 124 до новой ПС 110 кВ № 124А.

Проектная документация по титулу «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)» получила положительное заключение управления государственной экспертизы Санкт-Петербурга ГАУ «Центр государственной экспертизы» от 15.03.2012 №78-1-4-0202-12 (по проектной документации без сметы и результатам инженерных изысканий на строительство электрической подстанции ПС №124А с КЛ-110 кВ).

Измененная проектная документация без сметы на строительство электрической подстанции ПС № 124А с КЛ-110 кВ получила положительное заключение управления государственной экспертизы Санкт-Петербурга ГАУ «Центр государственной экспертизы» от 21.08.2014 №78-1-2-0325-14.

Сметная документация по титулу «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)» получила положительное заключение управления

государственной экспертизы Санкт-Петербурга ГАУ «Центр государственной экспертизы» от 07.11.2014 №78-1-6-0412-14 (по проверке достоверности определения сметной стоимости объекта).

По состоянию на момент проведения технологического и ценового аудита реализация инвестиционного проекта находится в завершающей стадии.

Сооруженная электрическая подстанция 110 кВ № 124А расположена в Калининском районе города Санкт-Петербурга, на улице Тимуровская д. 25. Присоединение ПС 110 кВ №124А к электрической сети 110 кВ города Санкт-Петербурга выполнено двумя КЛ 110 кВ путем врезки в существующие электрические сети.

Анализ реализации инвестиционного проекта на стадии «Выполнение строительно-монтажных работ по реализации инвестиционного проекта» приведен в главе 8.

4.3 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита

По инвестиционному проекту «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)» технологический и ценовой аудит ранее не проводился.

4.4 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита

Выполнить анализ рекомендаций не представляется возможным в связи с тем, что по рассматриваемому инвестиционному проекту «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)» технологический и ценовой аудит ранее не проводился.

5 Технологический аудит

5.1 Анализ основных технических и технологических решений

5.1.1 Техничко-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели инвестиционного проекта:

ПС 110 кВ № 124А:

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 110/10-10 кВ мощностью 63 МВА.

4. РУ 110 кВ – КРУЭ, схема 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», количество присоединяемых КЛ 110 кВ – две.

5. Тип и количество устанавливаемых выключателей 110 кВ – элегазовые, номинальный ток – 1 600 А, номинальный ток отключения – 40 кА, 5 шт.

6. РУ 10 кВ – КРУ по схеме № 10-2 «Две секционированные выключателями системы шин».

7. Тип и количество устанавливаемых выключателей 10 кВ – вакуумные; номинальный ток – 3 150 А, 1 600 А, 1 250 А, 630 А; номинальный ток отключения – 25 кА, 48 шт.

8. ДГК 10 кВ – четыре дугогасящих реактора.

9. Количество и мощность трансформаторов собственных нужд – два напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 630 кВА.

10. Площадь земельного участка – 0,523 га.

КЛ 110 кВ:

1. Номинальное напряжение – 110 кВ.
2. Количество цепей – две.
3. Протяженность трассы – 2,65 км.
4. Тип и марка кабеля – 2XS(FL)2Y RMS 64/110 1x1000/195 мм².
5. Тип изоляции – сшитый полиэтилен.

Исполнитель отмечает, что проектные решения не в полном объеме соответствуют требованиям технического задания:

– согласно п. 6.2.29 технического задания на разработку рабочего проекта «ПС № 124А с КЛ-110 кВ» в проектной документации требовалось предусмотреть раздел по переводу на ПС 124А части нагрузки с ПС 124 и резервирования части нагрузки ПС 212 от ПС 124А. В проектной документации данный раздел не разработан.

– в части электрической схемы РУ 110 кВ.

Исполнитель отмечает, что согласование проектных решений по работам, предусмотренным на объекте стороннего собственника, выполнено не в полном объеме.

5.1.2 Схема присоединения к электрической сети 110 кВ

В соответствии с Техническим заданием по данному инвестиционному проекту предусматривается подключение ПС № 124А к существующей электрической сети 110 кВ г. Санкт-Петербурга путем врезки в ВЛ 110 кВ «Муринская-3» с переходом в КЛ 110 кВ и прокладкой двух кабельных линий 110 кВ от точки врезки (переходного пункта) до ПС 110 кВ № 124А.

Принципиальная схема электрической сети 110 кВ района размещения сооруженных КЛ 110 кВ от ПС 110 кВ № 124А до точки врезки в ВЛ 110 кВ «Муринская-3» и ПС 110 кВ № 124А представлена на рис. 1.

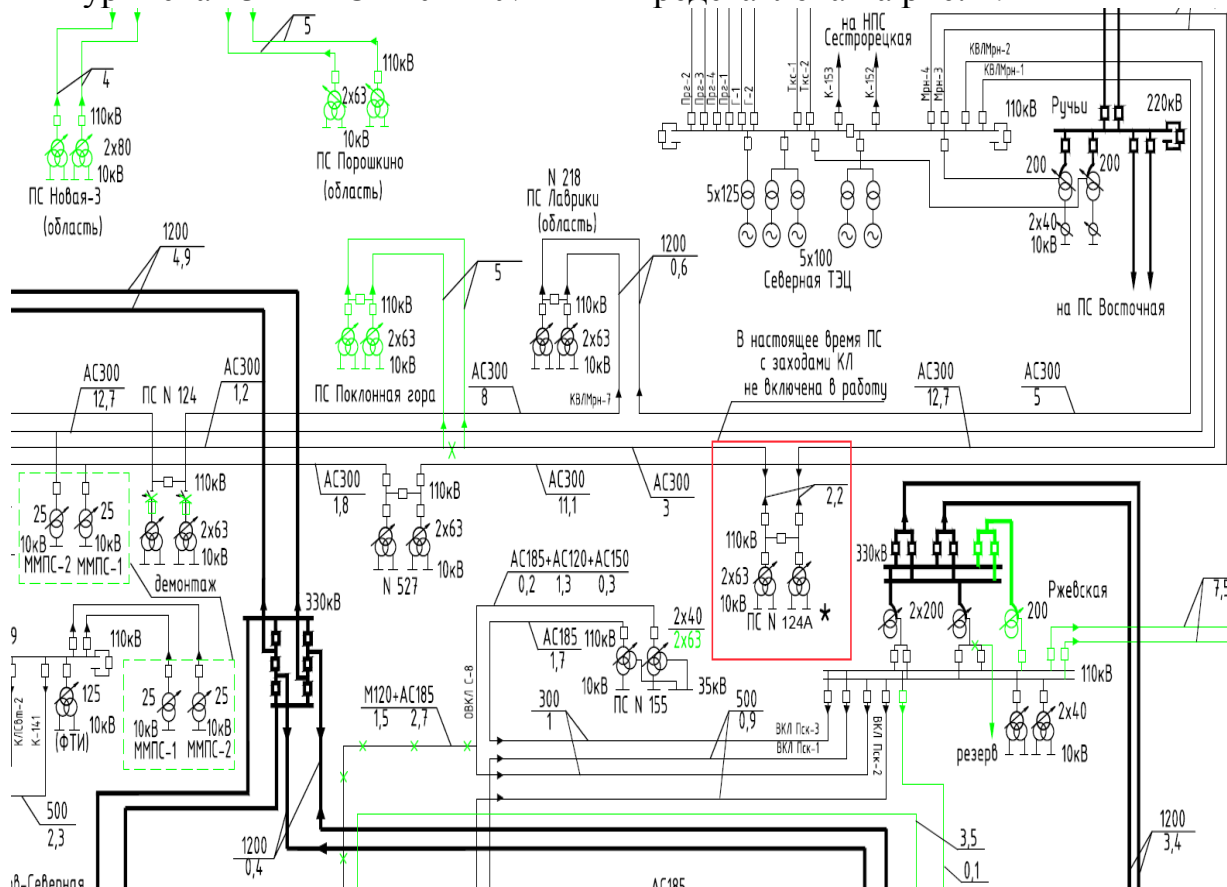


Рисунок 1 – Принципиальная схема электрической сети 110 кВ района размещения сооруженных КЛ 110 кВ от ПС 110 кВ № 124А до точки врезки в ВЛ 110 кВ «Муринская-3» и ПС 110 кВ № 124А

Карта-схема прохождения трассы, сооруженных КЛ 110 кВ от ПС 110 кВ № 124А до точки врезки в ВЛ 110 кВ «Муринская-3» и размещения площадки, сооруженной ПС 110 кВ № 124А представлена на рис. 2.

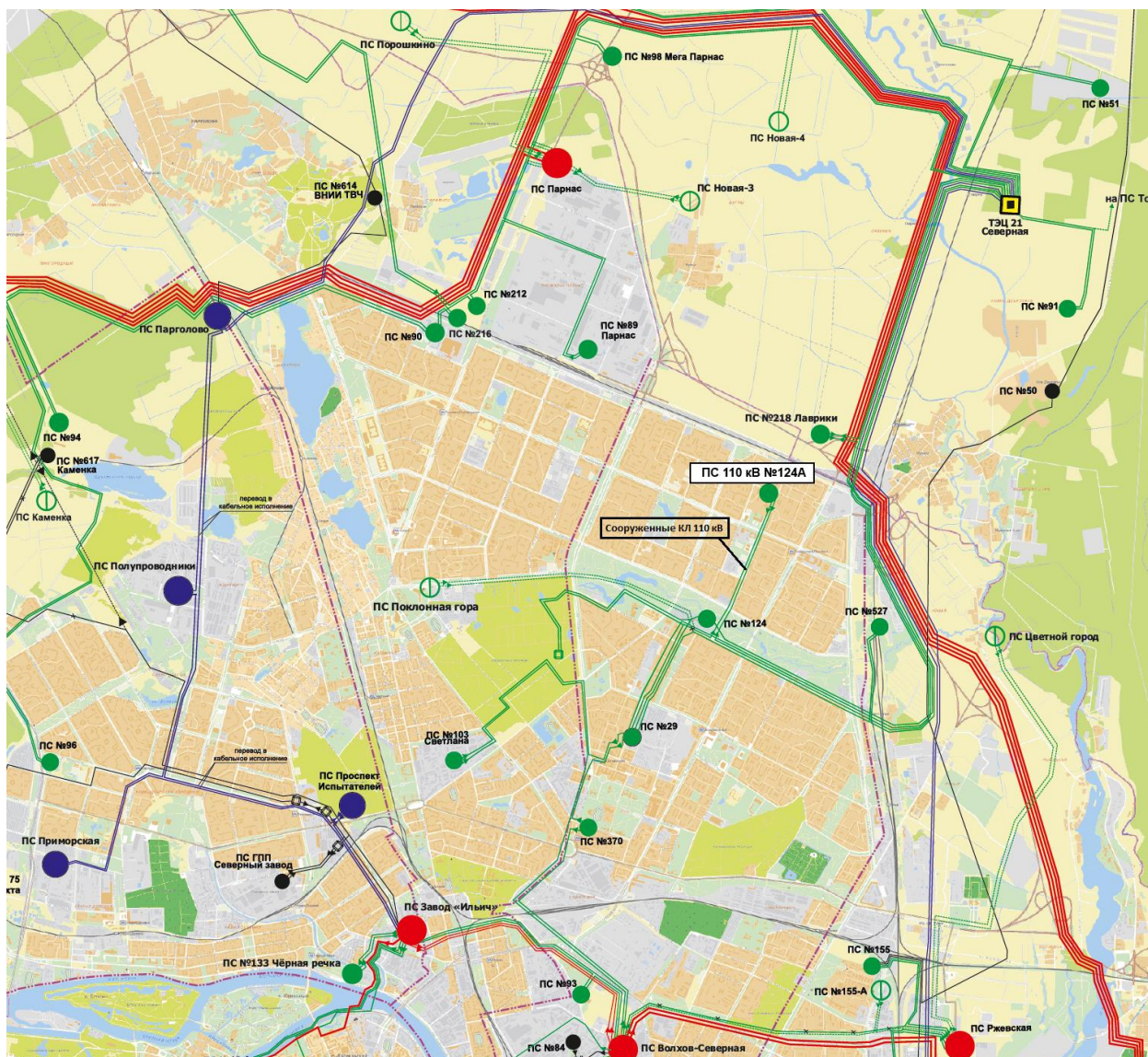


Рисунок 2 – Карта-схема прохождения трассы, сооруженных КЛ 110 кВ от ПС 110 кВ № 124А до точки врезки в ВЛ 110 кВ «Муринская-3» и размещения площадки, сооруженной ПС 110 кВ № 124А

Исполнитель отмечает, что схема присоединения к электрической сети 110 кВ соответствует заявленным целям и задачам.

5.1.3 Трасса и протяженность КЛ 110 кВ

Трасса сооруженных двух КЛ 110 кВ проходит от построенной ПС 110 кВ № 124А по улице Ушинского с переходами закрытым способом проспекта Просвещения, Учительской улицы и проспекта Луначарского, по территории парка с переходом закрытым способом Муринского ручья, далее одна КЛ 110 кВ подводится к существующей опоре № 57 типа У6М-1 и поднимается на открытый переходной пункт (ОПП) 110 кВ, вторая КЛ 110 кВ подводится закрытым способом к существующей опоре № 58 типа У6М-1+5 и поднимается на ОПП 110 кВ.

В административном отношении трасса сооруженной КЛ 110 кВ проходит по территории Калининского района города Санкт-Петербурга. Общая протяженность трассы составляет 2,6 км.

Начальной точкой сооруженной КЛ 110 кВ служит высоковольтный ввод КРУЭ 110 кВ ПС № 124А.

Общее направление трассы – юго-западное.

Конечной точкой сооруженных КЛ 110 кВ служит точка врезки в существующую ВЛ 110 кВ «Муринская-3» путем сооружения открытых переходных пунктов на существующих опорах № 57 и № 58.

Исполнитель отмечает, что проектные решения по выбору трассы КЛ соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов.

5.2 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.

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

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

6 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта

6.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям

Согласно «Программе первоочередных мер ОАО «Ленэнерго» (в части электросетевых объектов 35 кВ и выше г. Санкт-Петербурга)» включенной в соглашение, рег. №25-с от 01.08.2006 «О взаимодействии Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России» при реализации мероприятий для обеспечения надежного электроснабжения и создания условий по присоединению к электрическим сетям потребителей города Санкт-Петербурга», ПАО «Ленэнерго» выполняет строительство ПС 110 кВ № 124А с КЛ 110 кВ для разгрузки существующей ПС № 124 и подключения новых потребителей.

Между ПАО «Ленэнерго» и ГУП «Топливо-энергетический комплекс Санкт-Петербурга» заключен договор от 21.06.2016 № ОД-СПб-14846-15/23477-Э-15, согласно которому сетевая организация в течении 24 месяцев со дня заключения договора, обязана выполнить технологическое присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств котельной «Северомуринская» с суммарной мощностью энергетических установок 5,8 МВт.

Технические условия для присоединения к электрическим сетям котельной «Северомуринская» заявителя ГУП «Топливо-энергетический комплекс Санкт-Петербурга» являются приложением № 1 к договору № ОД-СПб-14846-15/23477-Э-15 от 21.06.2016.

Дополнительным соглашением от 04.07.2018 к договору №ОД-СПб-14846-15/23477-Э-15 от 21.06.2016 срок присоединения потребителя к электрическим сетям был перенесен до 01.12.2020.

Исполнитель отмечает, что на момент проведения аудита при реализации инвестиционного проекта технические решения по переводу потребителей с ПС 110 кВ №124 на ПС 110 кВ №124А (п.6.2.29 Технического задания на разработку рабочего проекта «ПС №124А с КЛ-110 кВ») не реализованы.

Согласно планам по развитию города в районе размещения подстанции, в том числе утвержденным проектам планировок прилегающих территорий, потенциальная потребность в электроснабжении новых потребителей по утвержденным ППТ составляет 102,0 МВА.

Исполнитель делает вывод, что в перспективе при реализации планов по развитию района размещения подстанции, загрузка оборудования на сооруженной ПС 110 кВ №124А достигнет проектных показателей, тем самым инвестиционный проект достигнет заявленных целей.

6.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса

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

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

Стратегия предусматривает следующие основные целевые ориентиры для электросетевого комплекса:

1. Повышение надежности и качества энергоснабжения до уровня, соответствующего запросу потребителей, в том числе:
 - повышение качества обслуживания потребителей;
 - снижение недоотпуска электрической энергии;
 - снижение стоимости технологического присоединения.
2. Увеличение безопасности энергоснабжения.
3. Уменьшение зон свободного перетока электрической энергии.
4. Повышение эффективности электросетевого комплекса, в том числе:
 - повышение загрузки мощностей;
 - снижение удельных инвестиционных расходов на 30 процентов относительно уровня 2012 года;
 - снижение операционных расходов на 15 процентов относительно уровня 2012 года;
 - снижение величины потерь на 11 процентов по отношению к уровню 2012 года;
 - обеспечение конкурентного уровня тарифов для бизнеса;
 - снижение перекрестного субсидирования в сетевом тарифе;
 - снижение количества организаций, не соответствующих требованиям, установленным для квалифицированной сетевой организации.
5. Снижение количества территориальных сетевых организаций.

Исполнитель делает вывод, что с учетом потенциала потребности в электроснабжении прилегающих территорий к ПС 110 кВ №124А, инвестиционный проект соответствует целевым ориентирам «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации».

6.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта

Финансирование инвестиционного проекта предусматривается за счет собственных средств компании и платы за технологическое присоединение.

Согласно договору от 21.06.2016 № ОД-СПб-14846-15/23477-Э-15 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям стоимость технологического присоединения составила 94 713 010,81 рублей (девятьсот четыре миллиона семьсот тринадцать тысяч десять рублей 81 копейка), в том числе НДС – 18% 14 447 747,41 рублей.

Сроки реализации инвестиционного проекта – 2006-2021 гг.

6.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей

Принятые технико-экономические показатели достаточны для достижения поставленных целей.

Принятая надежность инвестиционного проекта соответствует требованиям нормативных документов в части достаточности.

Исполнитель отмечает, что основные технико-экономические показатели претерпели изменения в ходе реализации инвестиционного проекта, в части переключательного пункта и электрической схемы РУ 110 кВ.

6.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта

Основанием для реализации инвестиционного проекта явилось соглашение рег. № 25-с от 01.08.2006 «О взаимодействии Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России» при реализации мероприятий для обеспечения надежного электроснабжения и создания условий по присоединению к электрическим сетям потребителей города Санкт-Петербурга».

Исполнитель рассматривает в качестве альтернативного варианта реализации инвестиционного проекта со следующими техническими решениями:

– для ПС 110 кВ №124А в РУ 110 кВ принять типовую схему №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

При реализации альтернативного варианта возможная оптимизация сметной стоимости могла составить до 140,7 млн. руб. без НДС в ценах 2014 года.

Исполнитель отмечает, что на данной стадии реализации инвестиционного проекта возможностей для оптимизации технических решений не выявлено.

Выводы и рекомендации по результатам технологического аудита

На момент начала реализации инвестиционного проекта основные технические и технологические решения были определены соглашением рег. №25-с от 01.08.2006 «О взаимодействии Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России».

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

Оптимизация технических решений с учетом стадии реализации инвестиционного проекта не требуется.

Исполнитель рекомендует:

– для обеспечения возможности проведения реконструкции, действующей ПС 110 кВ № 124, Заказчику разработать мероприятия по переводу части потребителей с ПС 110 кВ № 124 на сооруженную ПС 110 кВ № 124А;

– для загрузки оборудования на сооруженной ПС 110 кВ №124А до проектных показателей, Заказчику необходимо учесть планы по развитию города в районе размещения подстанции, в том числе утвержденные проекты планировок прилегающих территорий (потенциальная потребность в электроснабжении новых потребителей по утвержденным ППТ в районе сооруженной подстанции составляет 102,0 МВА).

7 Ценовой аудит

7.1 Оценка стоимостных показателей

Настоящее заключение содержит результаты анализа в соответствии с требованиями к технологическому и ценовому аудиту 4 этапа (стадия сдачи объекта в эксплуатацию в результате 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).

Технологический и ценовой аудит 1,2 и 3 этапа не проводился.

7.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости

Сметная стоимость строительства объекта капитального строительства представлена следующими показателями:

- в базисном уровне цен на 01.01.2000 – 298 423,35 тыс. руб.;
- в текущем уровне цен III кв. 2014 г. – 1 720 992,62 тыс. руб. с НДС.

Сметная документация получила положительное заключение по проверке достоверности определения сметной стоимости Санкт-Петербургское Государственное автономное учреждение «Центр государственной экспертизы» от 07.11.2014 № 78-1-6-0412-14.

Сметная документация составлена базисно-индексным методом на основе территориальной сметно-нормативной базы ТЕР-2001 и ТЭРм-2001 Санкт-Петербурга. Стоимость материалов, изделий, конструкций принята по территориальному сборнику сметных цен (ТССЦ), на отсутствующие в сборнике ТССЦ материалы, изделия, конструкции стоимость принята по прайс-листам. Стоимость оборудования принята по прайс-листам фирм поставщиков.

Сметные нормы (ТСНБ Санкт-Петербурга) внесены в «Федеральный реестр сметных нормативов, подлежащих применению при определении сметной стоимости объектов капитального строительства, строительство которых финансируется с привлечением средств федерального бюджета», что свидетельствует о соответствии стоимостных показателей принятым в российской практике значениям.

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 3 кв. 2014 г., согласно письму Минстроя России от 04.08.2014 № 15285-ЕС/08:

- строительно-монтажные работы – 6,51 (ТЕР-2001 г. Санкт-Петербург);
- оборудование – 4,04;
- прочие работы – 7,93;
- проектные работы – 3,7.

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 положительного заключения по проверке достоверности определения сметной стоимости №78-1-6-0412-14 от 07.11.2014 сметная документация оценивается в целом как соответствующая действующей методологии ценообразования и сметного нормирования.

Отмечаются следующие затраты, включенные в главы 9, 12 сводного сметного расчета, размер которых обоснован документами заявителя:

– затраты на проведение пусконаладочных работ, включенные в Главу 9 сводного сметного расчета, приняты по письму Заказчика от 17.10.2014 № ДСО/04-14/4026 и составляют 45 510,01 тыс. руб. без НДС в текущих ценах 3 кв. 2014 г;

– затраты на проектные и изыскательские работы, включенные в Главу 9 сводного сметного расчета, приняты по письму Заказчика от 20.10.2014 № ДСО/04-14/4032 и составляют 33 612,15 тыс. руб. без НДС в текущих ценах 3 кв. 2014 г.

7.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены

Исполнитель выполнил расчет стоимости реализации проекта на основании сборника «Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденного Приказом Минэнерго России от 01.01.2019 № 10 (далее – УНЦ) (табл. 1).

Таблица 1 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровне цен 2018 (по состоянию на 01.01.2018)

№ п/п	Наименование работ	Расценка сборника УНЦ	Количество, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Коэффициент пересчета	Стоимость всего, тыс. руб.
ПС 110 кВ №124А							
1	Ячейка выключателя 110 кВ	В5-01-1	5	шт.	23 533	1,02	120 018
2	Ячейка выключателя 10,5 кВ, 3150 А	В3-06-2	4	шт.	1 955	1,01	7 898
3	Ячейка выключателя 10,5 кВ, 1600 А	В3-05-2	4	шт.	1 301	1,01	5 256
4	Ячейка выключателя 10,5 кВ, 1250 А	В3-02-2	8	шт.	1 270	1,01	10 262
5	Ячейка выключателя 10,5 кВ, 630 А	В3-01-2	40	шт.	1 188	1,01	47 995
6	Ячейка трансформатора 110/10 кВ	Т1-07-1	2	шт.	69 356	1,03	142 873
7	ТСН 10 кВ	Т5-17-4	2	шт.	1 777	1,03	3 661
8	Подготовка и благоустройство территории	Б1-04	3875	кв.м.	4,570	1,00	17 709
9	Ячейка реактора ДГР 10 кВ	Р1-05-1	4	шт.	4 349	1,03	17 918
10	Токопровод 10 кВ с литой изоляцией	К6-01	150	м	102	1,07	16 371
11	Шкаф ПА	А8-03	2	шт.	2 244	1,02	4 578
12	Мультиплексор СЦИ	А7-01	1	шт.	4 791	1,02	4 887
13	АСУ ТП ПС и ТМ 110 кВ	А3-02	1	шт.	23 531	1,02	24 002
14	АСУ ТП присоединений 10 кВ	А4-01	2	шт.	180	1,02	367
15	АСУ ТП присоединений 110 кВ	А4-02	1	шт.	629	1,02	642
16	ИВКЭ для ЗПС	А2-02	1	шт.	588	1,02	600
17	Приборы учета 110 кВ	А1-05	5	шт.	90	1,02	459
18	Строительство здания	Э4-3	2484	кв.м.	116	1,03	296 788
19	Постоянная часть ПС	Э2-02	1	ед.	98 457	1,03	101 411
20	ПИР ПС	П1-02	1	ед.	29 099	1,00	29 099
21	РЗА линии (основная и резервные защиты) с работой по каналу ВОЛС	И11-19-3	4	ед.	1 143	1,02	4 663
22	ПИР РЗА	П6-06	1	объект	300	1,00	300
КЛ 110 кВ							
23	КЛ 110 кВ с системой мониторинга	К4-09-1	5,2	км	39 913	1,07	222 076
24	КЛ 10 кВ	К2-052	0,2	км	3 766	1,07	806
25	ГНБ	Н1-07	1,19	км	87 659	1,07	111 616
26	Переходный пункт	Ж1-02-2	2	1ВЛ	1 139	1,07	2 437
27	ВОК в трубе в земле	О4-03-3	5,2	км	390	1,07	2 170
28	Устройство траншеи КЛ	Б2-04-1	2	км	14 936	1,00	29 872

29	Восстановление дорожного покрытия	Б4-02	8053	кв. м	2	1,00	18 683
30	Железобетонные лотки	Н2-02	4000	м	8	1,07	34 240
31	ПИР КЛ	П5-02	5,2	км	4 461	1,02	23 661
32	ПИР ГНБ	П6-10	1	ед.	7 500	1,00	7 500
33	Итого стоимость в ценах 2018 г. без НДС	-	-	-	-	-	1 310 818

Примененные нормативы цены не учитывают следующие виды затрат:

– затраты, связанные с платой за использование земельного участка для строительства объектов электросетевого хозяйства;

– компенсационные затраты (компенсация ущерба), связанные с возмещением убытков, причиненных землепользователям, землевладельцам, арендаторам земельных участков, используемых для строительства объектов электросетевого хозяйства;

– плату за проведение компенсационного озеленения при уничтожении зеленых насаждений.

– прочие работы и затраты, перечисленные в п. 4 «Общих положений» УНЦ. Стоимость указанных затрат согласно представленной смете на строительство составляет 11,3 млн. руб. в ценах 2014 года без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в 1 560,1 млн. руб. с НДС в ценах 2018 года (табл.2).

Таблица 2 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены

Показатель	Стоимость в уровне цен 2018 г., тыс. руб.
Стоимость по УНЦ, без НДС	1 310 818
Стоимость затрат, не учтенных УНЦ, без НДС	11 328
Стоимость всего без НДС	1 322 145
Стоимость всего с НДС	1 560 132

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2018 года) выполнен с учетом графика реализации проекта в утвержденной инвестиционной программе ПАО «Ленэнерго» на основе индексов-дефляторов по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)», согласно прогнозу индексов дефляторов и индексов цен производителей по видам экономической деятельности до 2024 года (табл. 3).

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

Годы прогнозируемого периода	Стоимость в ценах соответствующих лет, тыс. руб.	Накопленный индекс-дефлятор*
2017 год	1 480 124	1,00
2018 год	83 928	1,05
ВСЕГО	1 564 052	-

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

Стоимость реализации проекта в прогнозном уровне цен составляет 1 564,1 млн. руб. с НДС.

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

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

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, тыс. руб. с НДС		Источник информации
	в текущем уровне цен 2018	в прогнозном уровне цен	
Объем финансовых потребностей	1 560 132	1 564 052	расчет Исполнителя (на основе укрупненных нормативов цены)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	1 490 480	инвестиционная программа ПАО «Ленэнерго» на 2016-2020 годы (в редакции Приказа Минэнерго России от 21.12.2018 №27@)
Сметная стоимость	1 720 993*	-	сводный сметный расчет

Примечание: * – сметная стоимость определена в текущем уровне цен 3 кв. 2014 г.

Полная стоимость инвестиционного проекта, согласно инвестиционной программе ПАО «Ленэнерго», не превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ в прогнозном уровне цен и ниже расчетного объема финансовых потребностей на 73,6 млн. руб. с НДС.

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.

Отмечается, что полная стоимость инвестиционного проекта не превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ.

7.1.3 Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей

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).

В основе определения указанных укрупненных показателей стоимости лежат данные сводных сметных расчетов стоимости строительства по 41 реализованному инвестиционному проекту ПАО «ФСК ЕЭС». В данную выборку включены проекты строительства, реконструкции, расширения и технического перевооружения объектов капитального строительства (подстанций) и линейных объектов (кабельных и воздушных линий) номинальной мощностью от 110 до 750 кВ в различных регионах Российской Федерации.

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

- базисный уровень цен на 01.01.2000;
- текущий уровень цен 3 кв. 2014 г.

Результаты оценки стоимости реализации проекта представлены в табл. 5.

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

№ п/п	Наименование работ	Количество, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб. без НДС	Стоимость всего, тыс. руб. без НДС
ПС 110 кВ №124А					
1	Выключатель 110 кВ	5	шт	11 675	58 375
2	Выключатель 10 кВ	56	шт	125	7 000
3	Трансформатор 110/10 кВ	2	шт	12 377	24 754
4	Постоянная часть ПС	1	шт	35 720	35 720
5	Затраты, сопутствующие	23,68%	% от п.	-	29 801

	строительству**		1-4		
6	Регионально-климатические условия	9,00%	% от п. 1-5	-	14 009
Итого стоимость в ценах 2001 г.		-	-	-	159 479
КЛ 110 кВ					
7	КЛ 110 кВ	5,2	км	13 023	69 960
8	Переходный пункт	2	шт	3 244	6 823
9	Затраты, сопутствующие строительству**	24,58%	% от п. 7-8	-	18 873
10	Регионально-климатические условия	9,00%	% от п. 7-9	-	8 609
Итого стоимость в ценах 2001 г.		-	-	-	98 010

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

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

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

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

Стоимость указанных затрат согласно представленной смете на строительство составляет 11,3 млн. руб. в ценах 2014 года без НДС.

Оценка стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом доли расходов на строительные-монтажные работы, оборудование, проектно-изыскательские и прочие работы приведена в табл. 6-7.

Таблица 6 – Оценка стоимости строительства ПС 110 кВ в текущем уровне цен 3 кв. 2014 г.

Стоимость строительства	Стоимость в базисном уровне цен, тыс. руб. без НДС	Доля расходов	Индексы приведения* в текущий уровень цен	Стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. с НДС
СМР	35 085	22,0%	6,51	228 406
Оборудование	106 054	66,5%	4,04	428 456
Прочие	7 974	5,0%	7,93	63 233
ПИР	10 366	6,5%	3,70	38 355
<i>ВСЕГО</i>	159 479	100,0%	-	758 450

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Минстроя России от 04.08.2014 № 15285-ЕС/08.

Таблица 7 – Оценка стоимости строительства КЛ 110 кВ в текущем уровне цен 3 кв. 2014 г.

Стоимость строительства	Стоимость в базисном уровне цен, тыс. руб. без НДС	Доля расходов	Индексы приведения* в текущий уровень цен	Стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. с НДС
СМР	76 448	78,0%	6,51	497 677
Оборудование	2 940	3,0%	4,04	11 879
Прочие	8 821	9,0%	7,93	69 950
ПИР	9 801	10,0%	3,70	36 264
<i>ВСЕГО</i>	98 010	100,0%	-	615 770

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Минстроя России от 04.08.2014 № 15285-ЕС/08.

Стоимость строительства в уровне цен 3 кв. 2014 г. оценивается в сумме 1 621,6 млн. руб. с НДС без учета затрат, не учтенных УСП (табл.8).

Таблица 8 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием УСП в уровне цен 3 кв. 2014 г.

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость по УСП, без НДС	1 374 220
Стоимость затрат, не учтенных УСП, без НДС	11 328
Стоимость всего, без НДС	1 385 548
Стоимость всего, с НДС	1 634 947

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УСП оценивается в 1 634,9 млн. руб. с НДС в ценах 3 кв. 2014 г.

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен в связи с отсутствием данных по распределению финансирования проекта по годам реализации в период с 2008 по 2017 гг. не проводился.

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

Таблица 9 – Сравнительный анализ стоимости реализации проекта

Уровень цен	Оценка Заказчика, млн. руб.		Оценка Исполнителя, млн. руб.		Разница в оценке Исполнителя и Заказчика, млн руб.	Разница в оценке Исполнителя и Заказчика, %
	полная стоимость (согласно инвестиционной программе)	сметная стоимость (согласно проектной документации)	объем финансовых потребностей по укрупненным нормативам цены (УНЦ)	стоимость по аналогам (УСП)		
Базовый уровень цен (без НДС)		298	-	256	-	-
Текущий уровень цен, 2014 (с НДС)	-	1 721	1 560*	1 635	-86	-5,0 %
Прогнозный уровень цен, 2018 (с НДС)	1 490	-	1564	-	-	-

Примечания: * – объем финансовых потребностей по УНЦ в текущих ценах приведен по состоянию на 2018 г.

Стоимость строительства в текущем уровне цен, оцененная на основе УСП, на 5,0 % ниже сметной стоимости строительства, определенной в сводном сметном расчете.

Стоимость строительства в текущем уровне цен, оцененной на основе УСП, сопоставима со сметной стоимостью строительства.

7.1.4 Сравнительный анализ укрупненных расчетных стоимостных показателей инвестиционного проекта

Стоимостные показатели рассматриваемого проекта в текущих ценах 3 кв. 2014 г. представлены следующими значениями:

– сметная стоимость строительства (далее – данные ССР) – 1 720 992 тыс. руб. с НДС;

– стоимость, рассчитанная на основании сборника УНЦ (далее – данные по УНЦ) – 1 560 132 тыс. руб. с НДС в текущих ценах 2018;

– стоимость, рассчитанная на основании сборника УСП (далее – данные по УСП) – 1 634 947 тыс. руб. с НДС.

Сравнительный анализ стоимостных показателей проекта представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнительный анализ укрупненных стоимостных показателей инвестиционного проекта, тыс. руб.

№	Наименование работ и затрат	Данные сводного сметного расчета, тыс. руб. без НДС	Данные по УНЦ, тыс. руб. без НДС	Отклонение данных сводного сметного расчета от данных по УНЦ, тыс. руб. без НДС	Данные по УСП, тыс. руб. без НДС	Отклонение данных сводного сметного расчета от данных по УСП, тыс. руб. без НДС
1	Строительство ПС 110 кВ	880 821	827 716	-53 106	656 862	-223 959
2	Строительство КЛ 110 кВ	369 170	421 900	52 731	509 556	140 386
3	Проектно-изыскательские работы	33 612	60 560	26 948	74 314	40 702
4	Лимитированные, прочие и непредвиденные затраты	165 265	-*	-	132 681	-32 584
5	Иные затраты (восстановительная стоимость за снос зеленых насаждений, арендная плата)	11 328	11 328	0	11 328	-
6	Всего без НДС	1 460 196	1 321 504	-138 692	1 385 548	-74 648

Примечания: * – учтены в расчете УНЦ по затратам на строительство ПС 110 кВ, КЛ 110 кВ.

На основании проведенного анализа сметная стоимость строительства объекта превышает средние отраслевые показатели стоимости по следующим видам работ и затрат:

– «Строительство ПС 110 кВ» – в среднем на 138 532 тыс. руб. без НДС;

– «Лимитированные, прочие и непредвиденные расходы» – в среднем на 32 584 тыс. руб. без НДС.

В то же время стоимость «Строительства КЛ 110 кВ», «Проектно-изыскательские работы» не превышает средние отраслевые показатели.

7.1.5 Сравнительный анализ с объектами-аналогами

Сравнение осуществлено с аналогичными проектами из инвестиционной программы ПАО «Ленэнерго» с учетом заключений экспертизы проектной документации и отчетов по результатам проведения технологического и ценового аудита.

Выявлен следующий объект-аналог: «ПС 110 кВ «Шушары».

Аналог характеризуется следующими показателями в части строительства ПС 110 кВ:

- выключатель элегазовый 110 кВ (3 шт.);
- трансформатор 110/10 кВ, 63 МВА (2 шт.);
- выключатель 10 кВ (50 шт.);
- стоимость строительства ПС 110 кВ, по сумме глав 1-7 сводного сметного расчета – 1 163 584,0 тыс. руб. без НДС в ценах 4 кв. 2016 г.

Показатели рассматриваемого проекта:

- выключатель элегазовый 110 кВ (5 шт.);
- трансформатор 110/10 кВ, 63 МВА (2 шт.);
- выключатель 10 кВ (48 шт.);
- стоимость строительства ПС 110 кВ, согласно глав 1-7 сводного сметного расчета – 890 280,8 тыс. руб. без НДС в ценах 2014 г.

Для приведения объекта-аналога к сравнению с рассматриваемым объектом были выполнены следующие корректировки:

- стоимостная корректировка количества выключателей 110 кВ;
- стоимостная корректировка количества выключателей 10 кВ;
- стоимость строительства в части ПС 110 кВ приведена в текущий уровень цен 2014 г. на основе индексов-дефляторов по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)».

С учетом корректировок стоимость строительства ПС 110 кВ, по сумме глав 1-7 сводного сметного расчета (без учета КЛ 110 кВ) составляет 1 070 155,3 тыс. руб. без НДС в ценах 2014 г.

Стоимость строительства рассматриваемого проекта в части ПС 110 кВ не превышает стоимость строительства объекта-аналога.

Сметная стоимость строительства рассматриваемого проекта в соответствии с п. 7.1.4 превышает средние отраслевые показатели, что обусловлено применением дорогостоящего импортного оборудования КРУЭ. При этом сметная стоимость представляется не превышающей стоимость строительства прямого объекта-аналога, в составе которого присутствует аналогичное оборудование.

7.1.6 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта

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

- инвестиционная программа первоочередных мер по строительству и реконструкции электросетевых и теплосетевых объектов на период 2006-2010 гг. в рамках Соглашения о взаимодействии Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России» при реализации мероприятий для обеспечения надежного электроснабжения и создания условий по присоединению к электрическим сетям потребителей города Санкт-Петербурга от 27.07.2006 (далее – Соглашение о взаимодействии);

– инвестиционная программа ПАО «Ленэнерго», утвержденная приказом Минэнерго России от 21.12.2018 № 27@ (далее - ИП «Ленэнерго» 2018);

– сводный сметный расчет стоимости строительства проектной документации;

– затраты при реализации проекта по данным учетных документов (КС-2, акты выполненных работ, товарные накладные, оборотно-сальдовые ведомости) представленным заявителем (далее – затраты по учетным документам).

Результаты анализа стоимостных показателей приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта

Наименование	Год												
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Инвестиционная программа	Соглашение о взаимодействии *	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ИП «Ленэнерго» 2018**	-
Полная стоимость инвестиционного проекта согласно инвестиционной программе, млн. руб. без НДС	661,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 331,64	-
Сводный сметный расчет стоимости строительства в ценах июля 2014 г., млн. руб. без НДС	-	-	-	-	-	-	-	1 460,2	-	-	-	-	-
Затраты по учетным документам (накопительным итогом по состоянию на июль 2019), млн. руб. без НДС	18,2	39,4	200,6	440,4	490,4	547,9	754,7	981,0	1 142,5	1 209,3	1 211,0	1 219,0	1 222,4
Затраты по учетным документам с учетом % за кредит (накопительным итогом по состоянию на июль 2019), млн. руб. без НДС	18,2	46,2	216,0	460,8	519,5	584,8	793,7	1 044,2	1 267,8	1 401,4	1 489,5	1 587,7	1 615,8

Примечание: * – приложение 2.3 к Инвестиционной программе первоочередных мер по строительству и реконструкции электросетевых и теплосетевых объектов на период 2006-2010 гг. в рамках Соглашения о взаимодействии Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России» при реализации мероприятий для обеспечения надежного электроснабжения и создания условий по присоединению к электрическим сетям потребителей города Санкт-Петербурга от 27.07.2006;

** – инвестиционная программа ПАО «Ленэнерго», утвержденная приказом Минэнерго России от 21.12.2018 № 27@.

Расхождение в показателях «Соглашения о взаимодействии» и сводным сметным расчетом стоимости строительства предположительно связано с изменением технических характеристик рассматриваемого инвестиционного проекта.

Показатели «ИП «Ленэнерго» 2018» ниже показателей сводного сметного расчета стоимости строительства.

Затраты заказчика без погашения процентов за кредит не превышают показатели сводного сметного расчета стоимости строительства и превышают показатели стоимости строительства «ИП «Ленэнерго» 2018».

7.2 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 ПАО «Ленэнерго».

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.

7.2.1 Анализ финансово-экономической модели

Показатели экономической эффективности проекта представлены в табл. 12.

Таблица 12 – Основные показатели экономической эффективности инвестиционного проекта

Показатель экономической эффективности	Единица измерения	Значение
Простой период окупаемости	лет	8
Дисконтированный период окупаемости	лет	11
NPV	тыс. руб.	1 109 943
Внутренняя норма доходности	%	11,5

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.

7.2.2 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):

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

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;

$\text{Дельта}НВВ_i^{cz}$ – 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. 7.3.1).

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 94,72 млн. руб. (согласно договору № ОД-Спб-14846-15/23477-Э-15 от 21.07.2016).

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 358,9 млн. руб.

В соответствии с приказом ФАС России от 06.12.2018 № 1710/17, с 01.06.2019 ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, составляет 182 697,68 руб. за 1 МВт*мес.

Объем подключенной нагрузки, по имеющимся сведениям, увеличится на 126 МВт.

С учетом действующей ставки тарифа и прироста нагрузки действительный годовой доход увеличится на 276,0 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 слабое 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.

7.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта

7.3.1 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 – 0,4% 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.

7.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей

Возможностей оптимизации стоимостных показателей не выявлено.

7.5 Анализ основных экономических рисков

Исполнитель выполнил анализ основных экономических рисков проекта:

1. Операционный риск.

2. Инвестиционный риск.

3. Финансовый риск.

4. Риск недофинансирования.

5. Риск недостижения запланированной рентабельности.

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

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

Финансовый риск: выделяются отдельно инфляционный и валютный риски. Инфляционный риск в рассматриваемом проекте оказывает основное влияние на величину эксплуатационных расходов, что обуславливает необходимость индексации тарифов на услуги ПАО «Ленэнерго» в долгосрочной перспективе. Валютный риск связан с опасностью неблагоприятного повышения курса валюты для импортера оборудования, повышение курса валюты цены по отношению к валюте платежа. С учетом доли оборудования в рассматриваемом инвестиционном проекте валютный риск оценивается как высокий (рис. 3).

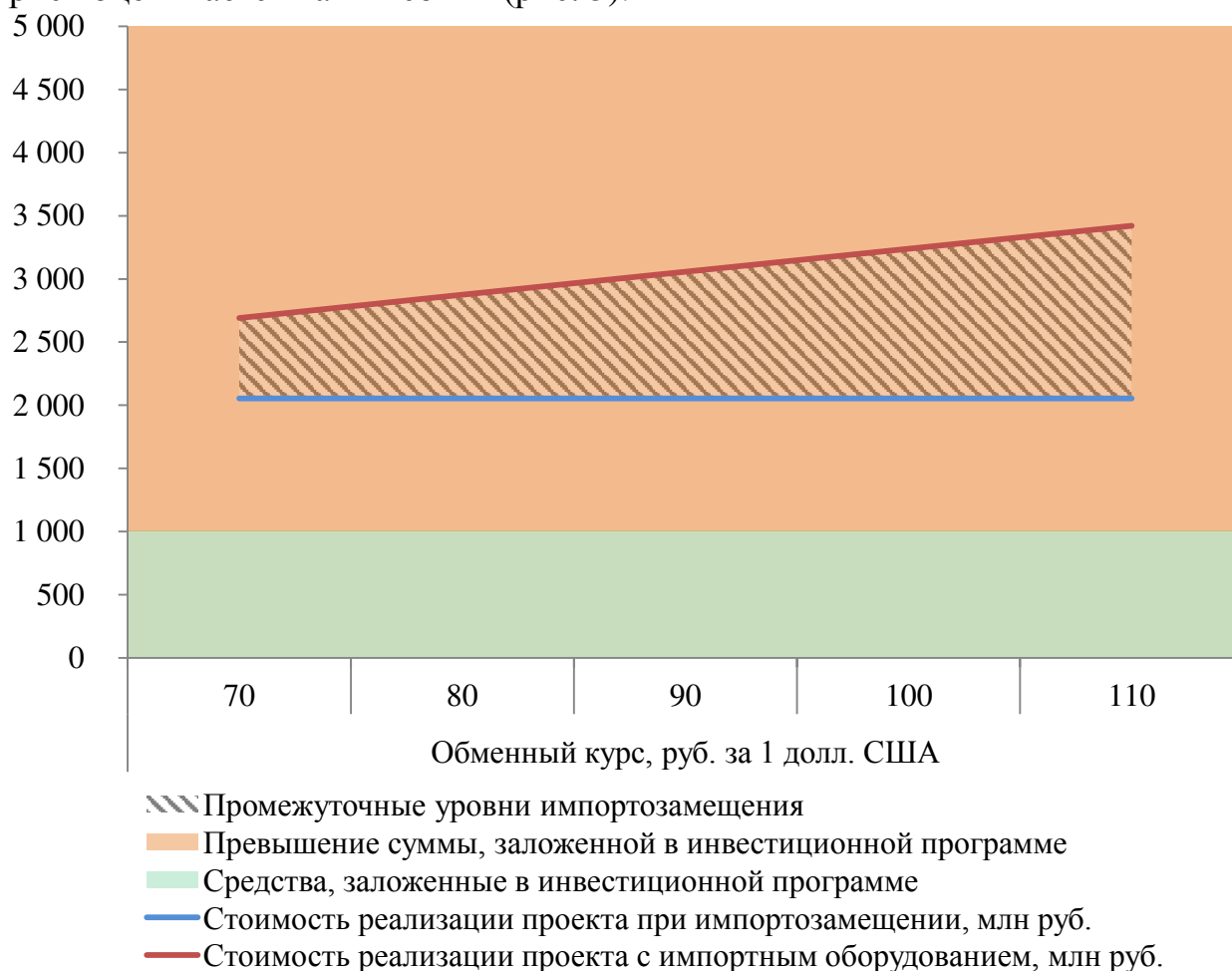


Рисунок 3 – Оценка валютных рисков

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

Риск недостижения запланированной рентабельности: основным стоимостным фактором, формирующим плановую выручку проекта, является цена (тариф) за услуги передачи электрической энергии. Финансирование данного проекта предполагается за счет РАВ-тарифа, в который

закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание.

8 Мониторинг на стадии строительства

Мониторинг стадии «Выполнение строительно-монтажных работ по реализации инвестиционного проекта» осуществляется с целью выполнения положений стандарта ТЦА ПАО «Ленэнерго», 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.

8.1 Анализ соблюдения графика закупок

Анализ соблюдения графика закупок выполнить не представляется возможным в связи его отсутствием в объеме представленных материалов.

Исполнитель рекомендует своевременно формировать график проведения закупок в соответствии с требованиями раздела 6 «Планирование закупок» Единого стандарта закупок ПАО «Россети» (положение о закупке), утвержденного решением совета директоров ПАО «Россети» (протокол от 17.12.2018 № 334).

8.2 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, электронной торговой площадке URL://www.b2b-center.ru, тендерной и отчетной документации, представленной ПАО «Ленэнерго».

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

Анализ информации, размещенной на электронных торговых площадках, позволил выявить следующие закупки (тендеры), организованные ПАО «Ленэнерго» в период с 2013 по 2019 годы:

1. Поставка оборудования и материалов:

– выполнение работ: ПС № 124А с КЛ-110 кВ (поставка высоковольтных соединительных, транспозиционных, концевых муфт) для нужд филиала ОАО «Ленэнерго» «ДСО» (<http://zakupki.gov.ru/223/purchase/public/purchase/info/common-info.html?regNumber=31300293154>) (далее – Тендер 1).

2. Выполнение строительно-монтажных работ:

– выполнение строительно-монтажных работ: «ПС № 124А с КЛ-110 кВ» (<http://zakupki.gov.ru/223/purchase/public/purchase/info/common-info.html?regNumber=31401695241>) (далее – Тендер 2).

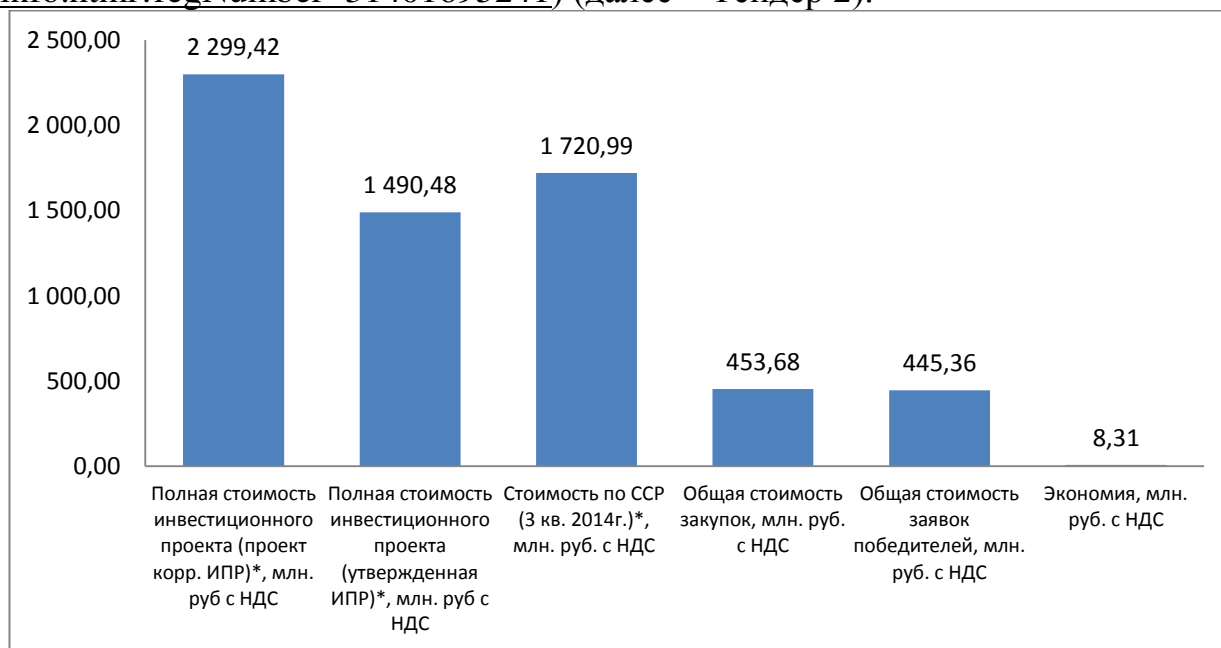


Рисунок 4 – Оценка оптимизации стоимости реализации проекта при проведении тендерных процедур

Примечание: * - стоимость по ССР, полная стоимость инвестиционного проекта согласно информации, отраженной в утвержденной инвестиционной программе и в соответствии с проектом корректировки инвестиционной программы ПАО «Ленэнерго» на 2016 – 2020 годы (размещен 15.07.2019 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет (ссылка URL: <https://minenergo.gov.ru/node/4180/>)) приведены в качестве информации.

Проведение закупок позволило ПАО «Ленэнерго» сэкономить порядка 1,8% от общей стоимости конкурсов или 8,31 млн. руб. с НДС (рис. 4).

Анализ представленной конкурсной документации показал, что объем работ и поставок не в полной мере соответствует требованиям проектной и разработанной на ее основе рабочей документации. В объеме представленных материалах не учтены следующие виды работ и поставок:

- работы подготовительного периода;
- строительство здания ПС 110 кВ № 124А;
- работы по организации инженерных сетей и систем здания подстанции;
- строительство КЛ 110 кВ;
- строительство открытого переходного пункта;
- поставка основного технологического оборудования для ПС 110 кВ №124А (КРУЭ 110 кВ – 1 комплект, силовые трансформаторы типа ТРДН мощностью 63 МВА – 2 шт, заземляющий дугогасящий управляемый реактор - 4 шт, фильтр масляный заземляющий нулевой последовательности - 8 шт., ТСН типа ТСЗ мощностью 630 кВА – 2 шт. и др.);
- поставка кабельной продукции для строительства КЛ 110 кВ.

Выявленные несоответствия связаны с отсутствием данных в открытых источниках информации о закупках за период с 2006 по 2013 годы и в архивных материалах сетевой организации в связи с тем, что срок хранения документов, относящихся к закупкам, составляет не менее 3 (трех) лет с даты заключения договора в соответствии с порядком, утвержденным приказом ПАО «Ленэнерго» от 28.01.2016 № 27 (в редакции приказа от 14.03.2019 № 129).

8.3 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 13.

Таблица 13 – 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	июнь 2013г.	август 2013г.	июнь 2013г.	05.09.2013	1	Поставка
2.	Тендер 2	26.12.2014	31.12.2015	26.12.2014	17.04.2019	40	СМР

Исполнитель отмечает, что имеет место значительное отклонение фактических сроков завершения работ по выполнению строительно-монтажных работ по ПС 110 кВ № 124А над плановыми сроками,

определенными в тендерной документации и незначительное по поставке материалов (кабельные муфты).

Исполнитель отмечает, что имеет место значительное отклонение фактических сроков завершения работ по выполнению проектно-изыскательских, строительного-монтажных работ по ПС 110 кВ № 124А над плановыми сроками, определенными в тендерной документации и незначительное по поставке материалов (кабельные муфты).

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

В целях реализации инвестиционного проекта ОАО «Ленэнерго» заключены следующие договоры:

1. Договор подряда от 09.10.2006 №107/К/4032 (06-4032) с ООО НПО «Интерэлектромонтаж» (ООО «НПО «ИЭМ») на выполнение полного комплекса работ по строительству «под ключ» и вводу в эксплуатацию объекта – ПС 110 кВ № 124А. Предельная стоимость по договору составляет – 842 480 000,00 руб. с НДС в том числе: ПИР – 42 480 000,00 руб. с НДС, поставка оборудования – 440 000 000,00 руб. с НДС, СМР – 360 000 000,00 руб. с НДС. Условиями договора предусмотрено авансирование в размере не более 15 % от этапа работ. Общая сумма перечисленного аванса – 130 582 349,62 руб. с НДС, в том числе: ПИР – 8 496 000,00 руб. с НДС, СМР – 122 086 349,62 руб. с НДС (согласно данным платежных поручений представленных ПАО «Ленэнерго»). Срок завершения работ – 30.09.2008. Документы о продлении срока завершения работ на рассмотрение не представлены.

Договор расторгнут с 27.10.2010 на основании уведомления от 11.10.2010 № ЛЭ/01-02/476 о неисполнении обязательств, предусмотренных п. 5.1 договора в части выполнения работ в установленные сроки.

Соглашением о замене стороны в Договоре от 10.02.2011 новым подрядчиком определен ООО «Меридиан».

Дополнительным соглашением от 01.04.2011 № 11-2802 внесены изменения в условия договора в следующем объеме:

- уточнен срок окончания работ – не позднее 25.12.2012;
- предусмотрено авансирование в размере 69 000 000,00 руб. с НДС.

Дополнительным соглашением от 15.12.2011 № 11-14487 внесены изменения в п.2.1. договора. Предельная стоимость ПИР и договору в целом уменьшена в связи с проведением экспертизы за счет средств Заказчика. Предельная стоимость по договору составила – 839 662 331,96 руб. с НДС в том числе: ПИР – 39 662 331,96 руб. с НДС, поставка оборудования – 440 000 000,00 руб. с НДС, СМР - 360 000 000,00 руб. с НДС.

Дополнительным соглашением от 13.08.2012 № 12-9366 внесены изменения в п. 5.1 Договора. Срок окончания работ – 25.12.2014.

Дополнительным соглашением от 24.05.2014 № 14-6294 в Договор включено дополнение № 3 к техническому заданию на разработку рабочего проекта «ПС № 124А с КЛ 110 кВ», утвержденному 08.11.2006 (с учетом дополнений от 27.06.2007 и 16.02.2009), и работы по получению положительного заключения экспертизы по проектной, сметной документации и результатам инженерных изысканий, разработанных Генеральным подрядчиком.

Договор с ООО «Меридиан» расторгнут на основании уведомления о расторжении от 20.10.2014 № ЛЭ/04-01/1463 в связи с неисполнением обязательств в части сроков выполнения этапов работ по объекту «ПС 110 кВ № 124А».

2. Договор о финансовой аренде (лизинге) с ООО «Севзаплизинг» от 25.10.2006 № 9 (06-4825). Предметом лизинга является оборудование, приобретаемое ООО «Севзаплизинг» по договору купли-продажи у ООО «НПО «ИЭМ» в следующем объеме:

- КРУЭ 110 кВ - 1 комплект;
- силовые трансформаторы типа ТРДН мощностью 63 МВА – 2 шт.,
- заземляющий дугогасящий управляемый реактор - 4 шт.;
- фильтр масляный заземляющий нулевой последовательности - 8 шт.;
- трансформатор сухой силовой типа ТСЗ мощностью 630 кВА, напряжением 10/0,4 кВ – 2 шт. Срок лизинга – до 27.11.2011.

На основании соглашения о новации от 01.12.2010 № 10-8110 заменены обязательства по договору лизинга на обязательства купли-продажи. На момент заключения соглашения ОАО «Ленэнерго» были уплачены авансовые платежи в размере 493 9584 433,76 руб. с НДС.

Стоимость оборудования составляет 444 312 826,15 руб. с НДС.

Оплата за оборудование предусмотрена следующим образом: в счет уплаты стоимости оборудования ООО «Севзаплизинг» зачитывает сумму 444 312 826,15 руб. с НДС, уплаченную ОАО «Ленэнерго» по договору лизинга.

Оставшаяся часть не учтенных авансовых платежей в размере 49 671 607,61 руб. с НДС уплачивается ООО «Севзаплизинг» путем перечисления на расчетный счет ОАО «Ленэнерго» в срок 01.12.2010.

3. Договор поставки высоковольтных соединительных, транспозиционных, концевых муфт от 24.06.2013 № 13-6783 с ООО «Балтийская кабельная компания». Общая сумма всех поставок – 11 289 299,40 руб. с НДС. Срок поставки – до 06.09.2013.

4. Договор подряда от 26.12.2014 № 14-16018 с ООО «Главэнергосоюз» на выполнение работ по строительству объекта «ПС № 124А с КЛ-110 кВ» (СМР, ПО, ПНР)». Предельная цена договора составляет 434 075 540,00 руб. с НДС. Срок завершения работ – 31.05.2015.

Дополнительным соглашением от 13.09.2016 № 15-9377 внесены изменения в п. 2.2. Договора. Срок завершения работ по договору – не позднее 31.12.2016.

В связи с невыполнением полного комплекса работ по Договору в установленные сроки ОАО «Ленэнерго» в адрес ООО «Главэнергосоюз» направлена Претензия от 18.08.2017 № ЛЭ/06-06 с расчетом пени за просрочку исполнения обязательств по договору. Общая сумма пени – 88 551 410,34 руб. с НДС.

ООО «Главэнергосоюз» направлен ответ от 25.10.2017 № 1-2/416 на претензию с отказом в удовлетворении требований ОАО «Ленэнерго».

Общая стоимость по договорам составляет 1 729 339 997,46 руб. с НДС.

Исполнитель отмечает, что необоснованно выполнена приемка материалов, закупленных для строительства КЛ 110 кВ, у ООО «НПО «ИЭМ» без осуществления монтажных работ в нарушение требований договора «под ключ».

Стоимость основного оборудования, приобретенного по договору лизинга, превышает стоимость по статье «оборудование» по договору «под ключ», заключенному как с ООО «НПО «ИЭМ», так и с новым подрядчиком ООО «Меридиан», включающей объемы работ по поставке, монтажу, пуско-наладочным работам и вводу в эксплуатацию.

В рамках реализации проекта дополнительно заключены следующие договоры:

1. Договор аренды земельного участка от 27.04.2009 № 04-ЗК02819 с Комитетом по управлению городским имуществом.

2. Договор хранения и оказания услуг от 31.12.2010 № 31/12 с ООО «РКБ».

3. Договор на терминальную обработку, хранение и оформление от 03.02.2011 № 10-8698 с ЗАО «Внештранс-Терминал».

4. Договор на оказание услуг от 01.03.2011 № 11-3686 с ООО «РКБ» по осуществлению погрузо-разгрузочных работ механизированным или ручным способом, при погрузке грузов на транспортные средства третьих лиц и их закрепление.

5. Договор возмездного оказания услуг от 05.10.2011 № 648 с СПб ГАУ «ЦГЭ» по проведению государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий.

6. Договор на терминальную обработку, хранение и оформление от 21.03.2012 № 12-3256 с ЗАО «Внештранс-Терминал».

7. Договор от 26.04.2013 № 13-4622 с ЗАО «Внештранс-Терминал» на оказание услуг по ответственному хранению, включающие разгрузку/погрузку (перегрузку), хранение, при необходимости – сортировку, взвешивание, обмер, крепление, укладку на поддоны и обтяжку груза.

8. Договор ответственного хранения груза на товарном складе (кабельной продукции для объекта «ПС №124А с КЛ-110 кВ») от 09.01.2014 № 14-1636 с ООО «РКБ».

9. Договор на выполнение технической инвентаризации и кадастровых работ (здание подстанции) от 08.08.2014 № 4800001193 с Санкт-

Петербургское государственное предприятие «Городское управление инвентаризации и оценки недвижимости».

10. Договор от 27.12.2016 № 45764-ЗГ с ГУП «ГУИОН» на выполнение инвентаризации земельного участка с кадастровым номером №78:10:5546А:16.

11. Иные договоры, необходимые для осуществления строительства объекта.

Общая стоимость дополнительно заключенных договоров (в соответствии с представленными скан-копиями договоров и реестром ПАО «Ленэнерго») составляет 64 198 209,03 руб. с НДС.

Всего стоимость договоров, заключенных для реализации инвестиционного проекта, составляет 1 793 538 206,49 руб. с НДС.

Исполнитель делает вывод, что договоры на выполнение строительно-монтажных, 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.

Общая стоимость всех заключенных договоров превышает сметную стоимость строительства рассматриваемого объекта.

Фактическая стоимость выполненных работ по договорам (без учета стоимости работ на объекте стороннего собственника – ТЭЦ 21 (ПС 220 кВ Ручьи)), на момент проведения ТЦА, составила 1 590,6 млн. руб. с НДС и не превышает сметную стоимость проекта.

8.5 Анализ достаточности правоустанавливающей и исходно-разрешительной документации на строительство

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

1. Договор аренды земельного участка на инвестиционных условиях от 26.07.2010 № 04-ЗК03041(И) площадью 5 230 кв. м. для строительства ПС 110 кВ № 124А в редакции дополнительного соглашения № 2 от 28.06.2012).

2. Градостроительный план земельного участка № RU78124000-12754, утвержденный распоряжением Комитета по градостроительству и архитектуре г. Санкт-Петербурга от 08.07.2011 № 1948.

3. Проектная документация шифр ЭПИ-124А-11, разработанная в 2007-2012 годах.

4. Положительное заключение по проектной документации без сметы и результатам инженерных изысканий на строительство электрической подстанции ПС № 124А с КЛ-110 кВ от 15.03.2012 № 78-1-4-0202-12, выданное СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы».

5. Положительное заключение по проектной документации без сметы на строительство электрической подстанции ПС № 124А с КЛ-110 кВ.

Изменение проектных решений от 21.08.2014 № 78-1-2-0325-14, выданное СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы».

6. Рабочая документация шифр ЭПИ-124А-11, ЭПИ-029-12, ЭПИ-ТЭЦ21-12, 057, разработанная в 2012-2014 годах.

7. Разрешение на строительство от 25.06.2012 № 78-04008520-2012, выданное службой государственного строительного надзора и экспертизы Санкт-Петербурга со сроком действия до 28.08.2013 (срок действия разрешения продлен до 31.08.2015).

Срок действия договора аренды земельного участка от 26.07.2010 № 04-ЗК03041(И) истек 28.08.2013. Иные договоры аренды земельного участка на рассмотрение не представлены.

Исполнитель делает вывод, что на дату проведения строительно-монтажных работ по КЛ 110 кВ и ПС 110 кВ № 124А (в период с 25.06.2015 по 31.08.2015) правоустанавливающая и исходно-разрешительная документация на строительство в целом получена в объеме необходимом и достаточном для реализации инвестиционного проекта.

Исполнитель обращает внимание, что в период до 25.06.2012 выполнение строительно-монтажных работ, закупка оборудования ООО «НПО «ИЭМ» и ООО «Меридиан» осуществлялись при отсутствии разработанной проектной и рабочей документации, разрешения на строительство.

Исполнитель рекомендует своевременно выполнять получение и при необходимости пролонгацию сроков действия исходно-разрешительной документации.

8.6 Анализ разработки рабочей документации

8.6.1 Выполнение графика разработки рабочей документации

Заказчиком на рассмотрение представлены следующие материалы:

1. Укрупненный сетевой график выполнения инвестиционного проекта (УСГ) по состоянию на 2019 год.

2. Договор подряда от 09.10.2006 №107/К/4032 (06-4032) с ООО НПО «Интерэлектромонтаж» (ООО «НПО «ИЭМ»).

3. Соглашение о замене стороны в Договоре от 10.02.2011 (новый подрядчик - ООО «Меридиан»).

4. Договор подряда от 26.12.2014 № 14-16018 с ООО «Главэнергосоюз» на выполнение работ по строительству объекта «ПС № 124А с КЛ-110 кВ».

Представленные документы не содержат директивные графики разработки рабочей документации в связи с чем, оценить достоверность отраженных в УСГ плановых и фактических данных не представляется возможным.

Анализ представленных документов показал, что рабочая документация шифр ЭПИ-124А-11, 057 для строительства ПС 110 кВ и КЛ 110 кВ разработана в объеме необходимом и достаточном для строительства объекта.

8.6.2 Выборочная проверка рабочей документации

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

КЛ 110 кВ

№ п/п	Шифр	Наименование	Примечание
1.	057-350-КЛ	Кабельная линия 110 кВ	
2.	057-330-ВЛ	Открытый переходной пункт 110 кВ	
3.	ЭПИ-124А-11-087-КМ	Открытые переходные пункты 110 кВ	
4.	ЭПИ-124А-11-087-257-КМ.С	Открытые переходные пункты 110 кВ. Заказная спецификация на строительные конструкции.	

ПС 110 кВ

№ п/п	Шифр	Наименование	Примечание
ПС №124А			
1.	ЭПИ-124А-11-030-ЭП	Освещение подстанций. Электротехнические решения	
2.	ЭПИ-124А-11-040-ЭП	Установка главных трансформаторов или шунтирующих реакторов. Электротехнические решения	
3.	ЭПИ-124А-11-041-ЭП	Установка трансформаторов собственных нужд или дугогасящих реакторов. Электротехнические решения.	
4.	ЭПИ-124А-11-051-ЭП	ЗРУ 110 кВ. Электротехнические решения.	Изм.1
5.	ЭПИ-124А-11-061-АР	Закрытая подстанция. Архитектурные решения.	Изм.1
6.	ЭПИ-124А-11-061-АС	Закрытая подстанция. Архитектурно-строительные решения	Изм.1
7.	ЭПИ-124А-11-061-КЖ.1	Закрытая подстанция. Конструктивные и объемно-планировочные решения.	Изм.1
8.	ЭПИ-124А-11-061-КЖ.2	Закрытая подстанция. Конструктивные и объемно-планировочные решения.	Изм.1
9.	ЭПИ-124А-11-061-КМ	Закрытая подстанция. Конструктивные и объемно-планировочные решения.	
10.	ЭПИ-124А-11-061-ЭП	Закрытая подстанция. Электротехнические решения.	Изм.1
11.	ЭПИ-124А-11-067-КР	Маслосборник. Конструктивные и объемно-планировочные решения.	
12.	ЭПИ-124А-11-067-ЭП	Маслосборник. Электротехнические решения.	
13.	ЭПИ-124А-11-101-ГТ	Генеральный план и транспорт	
14.	ЭПИ-124А-11-104-ЭП	Заземление подстанции. Электротехнические решения.	Изм.1

15.	ЭПИ-124А-11-107-ЭП	Обогрев ливнеотоков. Электротехнические решения.	
16.	ЭПИ-124А-11-107-НВК	Аварийные маслоотводы	
17.	ЭПИ-124А-11-В	Система водоснабжения	Изм.1
18.	ЭПИ-124А-11-К	Система водоотведения	Изм.1
19.	ЭПИ-124А-11-ОВ	Отопление, вентиляция и кондиционирование	
20.	ЭПИ-124А-11-ОС	Система охранной сигнализации	
21.	057-020-ЭП	Схемы электрических соединений. Электротехнические решения.	
22.	057-027-ЭП	Кабельное хозяйство. Электротехнические решения	
23.	057-053-ЭП	ЗРУ-10 кВ. Электротехнические решения	
24.	057-267-ЭП	Задание заводу на изготовление шкафов КРУ 10 кВ. Электротехнические решения.	
25.	057-092-ЭП	Токопровод 10 кВ. Электротехнические решения.	
26.	057-269-ЭП	Задание заводу на изготовление панелей переменного тока. Электротехнические решения.	
27.	057-270-ЭП	Задание заводу на изготовление панелей постоянного тока. Электротехнические решения.	
28.	057-061-АУПС	Здание подстанции. Автоматическая установка пожарной сигнализации.	
29.	057-061-АУПТ	Здание подстанции. Автоматическая установка пожаротушения.	
30.	057-102-РЗ	Релейная защита и автоматика основных элементов подстанции	
31.	057-103-ВС	Вторичные соединения основных элементов подстанции	
32.	057-102-УРЗ	Устройства релейной защиты элементов низкого напряжения подстанции	
33.	057-103-УВС	Вторичные соединения элементов низкого напряжения подстанции	
34.	057-271-УВС	Задание заводу на изготовление шкафов и панелей устройств вторичных соединений	
35.	057-102-РЗА.ЛП	Задание на параметрирование МП терминалов РЗА	
36.	057-РЗ-т.1	Релейная защита и автоматика. Пояснительная записка	
37.	057-108-СС.1	Средства связи ПС № 124А	
38.	057-150-АСУ	Автоматизированная система управления технологическим процессом	
39.	057-106-МКЛ	Мониторинг кабельных линий	
40.	057-297-МКЛ	Задание заводу на изготовление шкафа МКЛ	
41.	057-147-АСК	АИИС КУЭ/ТУЭ	

42.	057-292-АСК	Задание заводу на изготовление шкафов АИИС КУЭ/ТУЭ	
ПС №29			
43.	057-29-138-ЭП	ПС №29. Электротехнические решения	
44.	057-029-102-РЗ	ПС №29. Релейная защита основных элементов подстанции	
45.	057-029-103-ВС	ПС №29. Вторичные соединения основных элементов подстанции	
46.	057-029-271-УВС	ПС №29. Задание на параметрирование МП терминалов РЗА.	
47.	057-029-РЗ-т.1	ПС №29. Релейная защита и автоматика. Пояснительная записка.	
48.	057-108-СС.2	Средства связи ПС №29	
ТЭЦ 21.			
49.	057-021-102-РЗ	ТЭЦ 21. Релейная защита и автоматика основных элементов подстанции.	
50.	057-021-103-ВС	ТЭЦ 21. Вторичные соединения элементов подстанции.	
51.	057-021-102-РЗА.ЛП	ТЭЦ 21. Задание на параметрирование МП терминалов РЗА.	
52.	057-021-РЗ-т.1	ТЭЦ 21. Релейная защита и автоматика. Пояснительная записка.	
53.	057-108-СС.3	Средства связи ТЭЦ-21.	

В ходе проведенного анализа выявлено, что различные комплекты рабочей документации содержат минимальное количество изменений. Например, комплекты рабочей документации шифр ЭПИ-124А-11-051-ЭП «ЗРУ 110 кВ. Электротехнические решения», ЭПИ-124А-11-061-КЖ.1 «Закрытая подстанция. Конструктивные и объемно-планировочные решения», ЭПИ-124А-11-В «Система водоснабжения», имеют актуальное изменение 1, что позволяет сделать вывод либо о наличии у проектной организации большого опыта работы по проектированию объектов электроэнергетики и высококвалифицированных специалистов, либо о внесении изменений в рабочую документацию по факту выполнения работ на объектах строительства.

Исполнитель отмечает, что оформление изменений, внесенных в тома рабочей документации, в целом соответствуют требованиям ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации».

Однако проверить соответствие требованиям ГОСТ по оформлению таблицы регистрации изменений (Приложение М, форма 11) не представляется возможным в связи с отсутствием оформленных надлежащим образом титульных листов и обложек (представлены в форматах разработки).

Выборочная проверка рабочей документации показала ее соответствие решениям, принятым в проектной документации, получившей положительное заключение государственной экспертизы.

В связи с отсутствием сметных расчетов рабочей документации ценовой аудит рабочей документации провести не представляется возможным. Анализ выполненных работ на соответствие проектной и рабочей документации, заключенным договорам представлен в разделе 8.13.

8.6.3 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.
3. Направление заказчиком замечаний (при наличии).
4. Корректировка по замечаниям, повторное направление на рассмотрение (при наличии замечаний).
5. Согласование документации заказчиком.
6. Согласование документации собственниками смежных объектов (при необходимости).
7. Подготовка документации на бумажном носителе и направление заказчику на утверждение.
8. Выдача рабочей документации, утвержденной штампом «В производство работ», осуществляется путем направления документации с приложением сопроводительных писем и по накладным.

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

Исполнитель отмечает, что в объеме представленных на рассмотрение материалах информация о направлении, согласовании, выдаче замечаний, выдаче «В производство работ» рабочей документации отсутствует.

Исполнитель делает вывод, что выполнить анализ исполнения графика выпуска рабочей документации не представляется возможным в связи с отсутствием информации.

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

На рассмотрение представлены следующие материалы:

1. Проектная документация, разработанная ООО «ЭнергоПромИнвест» в 2011 году и получившая положительное заключение государственной

экспертизы в 2012 году (Раздел 6 «Проект организации строительства» (далее – ПОС), шифр ЭПИ-124А-11-ПОС.1, ЭПИ-124А-11-ПОС.2).

2. Проектная документация, откорректированная ООО «Меридиан» в 2014 году и получившая положительное заключение государственной экспертизы в 2014 году (Раздел 6 ПОС, шифр ЭПИ-124А-11-ПОС.1, ЭПИ-124А-11-ПОС.2).

3. Укрупненный сетевой график выполнения инвестиционного проекта (далее – УСГ), утвержденный заместителем генерального директора по капитальному строительству ПАО «Ленэнерго» в 2019 году.

4. Правоустанавливающая и исходно-разрешительная документация на строительство объекта (см. п. 8.5).

5. «Программа первоочередных мер ОАО «Ленэнерго» (в части электросетевых объектов 35 кВ и выше г. Санкт-Петербурга)» включенной в соглашение, рег.№25-с от 01.08.2006 «О взаимодействии Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России» при реализации мероприятий для обеспечения надежного электроснабжения и создания условий по присоединению к электрическим сетям потребителей города Санкт-Петербурга».

Согласно Разделу 6 ПОС, разработанному ООО «ЭнергоПромИнвест», организационно-технологическая схема строительства предусматривает строительство ПС № 124 и кабельных линий 10 кВ в один этап. Общая продолжительность строительства объекта, с учётом подготовительного периода составила 30 мес., в том числе 15 мес. – здание подстанции и 15 мес. - кабельные линии.

В откорректированной документации ООО «Меридиан» расчет продолжительности строительства не корректировался.

Согласно, представленным материалам отмечается несоответствие фактических сроков реализации инвестиционного проекта срокам, указанным в «Программе первоочередных мер ОАО «Ленэнерго» (в части электросетевых объектов 35 кВ и выше г. Санкт-Петербурга)» включенной в соглашение, рег. №25-с от 01.08.2006 «О взаимодействии Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России» при реализации мероприятий для обеспечения надежного электроснабжения и создания условий по присоединению к электрическим сетям потребителей города Санкт-Петербурга», согласно которому срок завершения работ – 2008 год.

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

В соответствии с календарными планами строительства ПС и КЛ в составе томов проектной документации шифр ЭПИ-124А-11-ПОС.1, ЭПИ-124А-11-ПОС.2, УСГ от 2019 года и исходно-разрешительной документации предусмотрено выделение следующих основных этапов работ (табл. 14).

Таблица 14 – Этапы работ в соответствии с проектной документацией и УСГ

№ п/п	Наименование видов работ	Срок по проектной документации (мес.)	Длительность по УСГ от 2019 года, мес.
Строительство ПС 110 кВ № 124А + КЛ 110 кВ			
1	Проектирование	-	96
2	Подготовительный период	2	4,5
3	Основной период, испытания и ввод объекта эксплуатацию	13	64
4	Приёмка основных средств к бухгалтерскому учёту	нет информации	1

Исполнитель отмечает неисполнение фактических сроков реализации инвестиционного проекта срокам, указанным в календарном плане в составе проектной документации.

Исполнитель делает вывод об отсутствии должного контроля и планирования фронта работ со стороны ПАО «Ленэнерго» за ходом реализации рассматриваемого инвестиционного проекта, что в результате привело к недопустимому увеличению срока реализации инвестиционного проекта – 14 лет, а также к увеличению сметной стоимости строительства объекта.

8.7.2 Анализ сроков строительства и фактическое их соблюдение

Анализ фактических сроков реализации инвестиционного проекта приведен в таблице 15 (договоры подряда).

Таблица 15 – Фактическое выполнение графика реализации проекта

Наименование работ	По графику			Фактически			Отставание от срока выполнения работ по графику, месяцев
	Начало работ (число, месяц, год)	Окончание работ (число, месяц, год)	Выполнение, %	Начало работ (число, месяц, год)	Окончание работ (число, месяц, год)	Выполнение, %	
ПД	09.10.2006	03.04.2012	100	09.10.2006	07.11.2014	100	19
Экспертиза	15.12.2011	07.11.2014	100	15.03.2012	21.08.2014	100	3 -2
Корректир. ПД	-	-	-	-	04.06.2014	100	-
РД	10.02.2011	23.03.2012	100	10.02.2011	н/д	н/д	-
СМР КЛ	10.02.2011	22.12.2014	100	25.06.2012	26.10.2016	100	16 22
СМР ПС	10.02.2011	22.12.2014	100	25.06.2012	26.10.2016	100	16 22
Ввод в эксплуатацию	01.12.2016	13.12.2016	100	01.12.2016	13.12.2016	100	0

Исполнитель отмечает отсутствие материалов, обосновывающих увеличение продолжительности отдельных этапов реализации инвестиционного проекта, таких как:

1. Утверждение документации по планировке территории с 08.11.2006 по 23.03.2015 гг. (более 8 лет).

2. Заключение договора на разработку проектной документации с 09.10.2006 по 10.02.2011 гг. (более 4 лет).

3. Получение положительного заключения экспертизы проектной документации с 15.12.2011 по 07.11.2014 гг. (≈ 3 года), при том, что, согласно УСГ, разработка рабочей документации выполнялась с 10.02.2011 по 23.03.2012 а, следовательно, не учитывает все изменения откорректированной проектной документации.

4. Заключение договора на СМР с 05.09.2006 по 26.12.2014 гг. (более 8 лет).

5. Поставка и монтаж основного оборудования с 25.10.2006 по 07.08.2018 (≈ 12 лет), при том, что положительные заключения экспертизы по ПД были получены только в 2011 и 2014 гг. (корректировка).

6. Проведение пуско-наладочных работ с 01.10.2014 по 01.10.2015 (12 месяцев).

7. Получение разрешения на ввод объекта в эксплуатацию 13.12.2016 спустя год после завершения строительства и проведения испытаний (01.12.2015).

Исполнитель отмечает, что представленный УСГ составлен и утвержден в 2019 году и, как следствие, не отражает первоначальные плановые сроки выполнения работ согласно договору подряда №107/К/4032 от 09.10.2006.

Таблица 16 – Фактические сроки выполнения договорных обязательств

Наименование организации / (Номер договора)	По графику			Фактически			Отставание от срока выполнения работ по графику, месяцев
	Начало работ (число, месяц, год)	Окончание работ (число, месяц, год)	Выполнение, %	Начало работ (число, месяц, год)	Окончание работ (число, месяц, год)	Выполнение, %	
ООО «НПО «ИЭМ» (Дог. «под ключ» от 09.10.2006 № 107/К/4032)	09.10.2006	30.09.2008	100	09.10.2006	27.11.2010	15	>24
ООО «Меридиан» (Дог. «под ключ» от 09.10.2006 № 107/К/4032)	10.02.2011	30.09.2012 25.12.2012 (ДС №2) 25.12.2014 (ДС №6)	100	10.02.2011	31.12.2014	70	27 24 6 дней
ООО «Севзаплизинг» (Дог. лизинга от 25.10.2006 № 9/06-4825)	25.10.2006	27.11.2011 01.12.2010	0	25.10.2006	01.12.2010	100	-12 0
Комитет по управлению гор. имуществом Санкт-Петербурга (аренда зем. участка от 27.04.2009 № 04-ЗК02819, от 26.06.2010 № 04-ЗК03041 (И))	27.04.2009	26.03.2012 28.08.2013	100	27.04.2009	27.02.2015	100	37 18
ГАУ «ЦГЭ» г. Санкт-Петербург (Экспертиза ПД+ИИ от 05.10.2011 № 648/11-14502)	05.10.2011	15.01.2012	100	01.02.2012	15.03.2012 21.08.2014	100	2 31
ООО «БКК» (Дог. поставки)	24.06.2013	06.09.2013	100	05.09.2013	05.09.2013	100	0
ООО «Главэнергосоюз» (Дог. на СМР от 26.12.2014 № 14-16018)	26.12.2014	31.12.2014 31.05.2015 31.12.2015 (ДС №9)	100	26.12.2014	17.04.2019	нд	52,5 47,5 40,5

Исполнитель делает вывод о необоснованном увеличении срока реализации инвестиционного проекта (фактический 2006-2020 гг. – 14 лет), относительно директивно установленного «Программой первоочередных мер ОАО «Ленэнерго» (в части электросетевых объектов 35 кВ и выше г. Санкт-Петербурга)» включенной в соглашение, рег. № 25-с от 01.08.2006 «О взаимодействии Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России» срока 2006-2008 гг. – 2 года.

Дополнительно, **Исполнитель обращает внимание** на то, что на рассмотрение представлены акты о приёмке выполненных работ, составленные в 2018 году и товарные накладные на 2019 год, при том, что:

1. Получено Заключение от 18.12.2015 № 12-15/062 о соответствии построенного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных правовых актов и проектной документации со сроком окончания строительства – декабрь 2013 года.

2. Получено разрешение на ввод объекта на эксплуатацию от 13.12.2016 № 78-04-23-2016.

8.7.3 Анализ предлагаемых изменений объектных и рабочих календарных графиков

На рассмотрение представлены два проекта производства работ (далее – ППР) и графики производства работ:

1. Проект производства работ на монтаж металлоконструкций для подкрановых и монорельсовых путей, монтаж электротали г/п 1,0 т. и монтаж мостовых подвесных кранов г/п 1 и 5 т. на крановые пути.

2. Проект производства работ на устройство переходных пунктов опор № 57 и № 58 вблизи ПС № 124.

3. 98 графиков производства работ за период 2012-2016 гг.

4. Общие журналы работ.

Представленные на рассмотрение два проекта производства работ не содержат исчерпывающей информации о сроках строительства объекта в целом.

Предлагаемые изменения сроков строительства объекта в представленных графиках производства работ за период 2012-2016 гг. не обоснованы и не соответствуют расчетному сроку строительства, отраженному в ПОС. Кроме того, Исполнитель обращает внимание на то, что из всех представленных графиков производства работ по строительству ПС 110 кВ утвержден ПАО «Ленэнерго» только один график производства работ по строительству ПС на 2012-2013 гг. ООО «Меридиан». Согласованные сроки строительства не выполнены.

Анализ остальных графиков производства работ выявил следующее:

– отсутствует утверждение заказчика (ПАО «Ленэнерго»);

– отсутствует взаимосвязка между собой по видам, объемам и продолжительности производимых работ;

- не соответствуют в полном объеме решениям проектной документации, получившей положительное заключение государственной экспертизы;
- не соответствуют Общим журналам работ;
- не подтверждены актами выполненных работ.

8.7.4 Оценка рисков инвестиционного проекта

В рамках технологического и ценового аудита рассматривается инвестиционный проект на этапе «ввод в эксплуатацию». Техническим заданием к договору ТЦА предусмотрено проведение анализа соответствия фактических показателей на стадии эксплуатации объекта проектным значениям, однако объект еще не эксплуатируется. При этом на основании представленных материалов для ввода объекта в эксплуатацию необходимо выполнение дополнительных работ, в связи с чем целесообразно рассмотреть риски инвестиционного проекта.

В соответствии с приложением 2 к Соглашению о взаимодействии Правительства Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России» при реализации мероприятий для обеспечения надежного электроснабжения и создания условий по присоединению к электрическим сетям потребителей города Санкт-Петербурга от 27.07.2006 ввод в эксплуатацию рассматриваемого инвестиционного проекта предусмотрен в 2008 году.

Согласно первоначальной редакции договора на капитальное строительство объекта «под ключ» от 09.10.2006 № 107/К/4032, заключенный с ООО «НПО «ИЭМ» срок окончания работ – 30.09.2008, что в целом соответствует сроку, указанному в Соглашении.

В ходе реализации проекта срок завершения работ неоднократно сдвигался без отражения основных причин в соответствующих дополнительных соглашениях. Согласно представленным заказчиком материалам плановый срок завершения работ – 31.12.2016.

На дату проведения аудита строительство КЛ 110 кВ и ПС 110 кВ №124А завершено, что подтверждается заключением о соответствии построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных правовых актов и проектной документации от 18.12.2015 № 12-15/062 (далее – ЗОС). Объект готов к вводу в эксплуатацию на основании разрешения на ввод в эксплуатацию от 13.12.2016 № 78-04-23-2016, выданного службой государственного строительного надзора и экспертизы Санкт-Петербурга.

Исполнитель отмечает, что согласно форме 2 проекта корректировки инвестиционной программы ПАО «Ленэнерго» на 2016 – 2020 годы, размещенной на сайте Минэнерго РФ от 15.07.2019 (ссылка URL: <https://minenergo.gov.ru/node/4180/>) плановый срок окончания реализации инвестиционного проекта с идентификационным номером I_10070123001 - 2021 год. При этом обосновывающие изменение

директивных сроков завершения строительства ПС 110 кВ № 124А с КЛ 110 кВ на рассмотрение не представлены.

Согласно представленным материалам в рамках реализации проекта возник конфликт интересов при решении вопроса о допуске к проведению работ на ПС 220 кВ Ручьи. Без проведения указанных работ реализация проекта невозможна. Риск невозможности реализации проекта ввиду конфликта интересов оценивается как возможный и оказывающий критическое воздействие на проект.

Одной из задач реализации проекта является разгрузка действующей подстанции ПС № 124. План мероприятий по переводу потребителей с подстанции ПС № 124 на подстанцию ПС 124А не разработан. Неопределенность в переводимых мощностях на подстанцию ПС № 124А вызывает риск появления дополнительных затрат в связи с необходимостью выполнения работ по подключению мощностей. Риск оценивается как вероятный и оказывающий умеренное воздействие на проект.

На построенной подстанции ПС № 124А установлены два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА с перспективой увеличения мощности до 80 МВА. При этом на технологическое присоединение к подстанции заключен всего один договор с ГУП «ТЭК Санкт-Петербурга» от 21.06.2016 № ОД-СПб-14846-15/23477-Э-15 на 5,8 МВт подключаемой мощности. Кроме того, согласно планам по развитию города в районе размещения подстанции потенциальная потребность в электроснабжении новых потребителей по утвержденным ППТ в районе сооруженной подстанции составляет 102 МВА. В случае невыполнения планов по развитию города риск недостижения плановых проектных параметров загрузки оборудования на сооруженной ПС 110 кВ №124А оценивается как возможный и оказывающий значительное воздействие на проект.

Фактические затраты на реализацию проекта не соответствуют друг другу в различных документах. Указанные затраты приведены на рисунке 6. При этом совокупные затраты из любого источника превышают планируемые расходы на проект в инвестиционной программе. Фактическая стоимость реализации проекта превысила планируемую. Кроме того, исходя из представленных на рассмотрение материалов, для функционирования объекта необходимо выполнение работ на объекте стороннего собственника (в объеме, предусмотренном проектной и разработанной на ее основе рабочей документацией) по монтажу быстродействующих защит и оборудования для организации основного канала связи с использованием ВОЛС. Риск еще большего увеличения стоимости реализации проекта оценивается как ожидаемый и оказывающий значительное воздействие на проект.

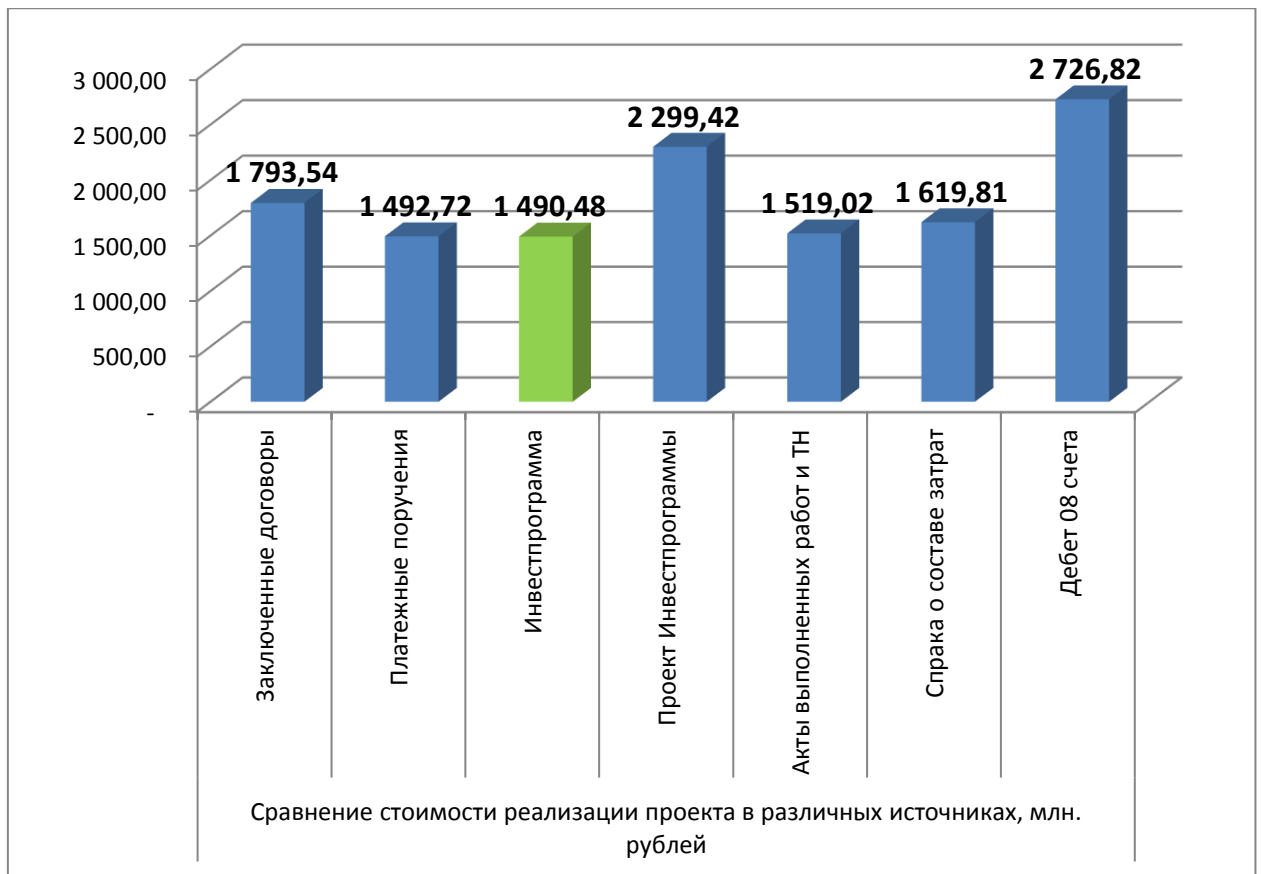


Рисунок 5 – Сравнение стоимости реализации проекта в различных источниках

Согласно дополнительному соглашению от 04.07.2018 к Договору от 21.06.2016 № ОД-СПб-14846-15/23477-Э-15 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, заключенному ПАО «Ленэнерго» с ГУП «ТЭК», срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению – до 01.12.2020. В связи с установленными укрупненным сетевым графиком сроками получения акта приемки объекта строительства и приемки основных средств к бухгалтерскому учету риск невыполнения обязательств ПАО «Ленэнерго» по договору на технологическое присоединение оценивается как вероятный и оказывающий незначительное влияние на проект. Ответственность за невыполнения обязательств Сетевой организацией по договору на технологическое присоединение выражена в неустойке в размере 0,014 от ставки рефинансирования ЦБ РФ за каждый день просрочки.

Исполнитель рекомендует для исключения рисков выставления штрафных санкций от заявителя за просрочку выполнения условий технологического присоединения к сетям электроснабжения ПАО «Ленэнерго» по действующему договору оформить в установленном порядке дополнительные соглашения об изменении сроков.

Исполнитель отмечает, что техническим заданием на разработку рабочего проекта предусмотрена разработка только одного варианта реализации проекта. Отсутствие вариантной проработки привело

к неэффективной реализации проекта, о чем свидетельствует отсутствие возможности подключения к генерации электроэнергии, наличие колоссального избытка мощностей, наличие рисков дальнейшего увеличения стоимости проекта.

8.7.5 Анализ причин выявленных отклонений сроков

Основными причинами отклонения сроков выполнения отдельных видов работ являются:

- неэффективное планирование и организация работы при реализации проекта;
- применение основного электротехнического и вторичного оборудования иностранного производства;
- возможное отсутствие инвестиций в объеме, необходимом для реализации проекта, в сроки предусмотренные Соглашением;
- большое количество субподрядных организаций, вовлеченных в реализацию проекта (например, выполнение строительно-монтажных работ);
- несвоевременное принятие решения о расторжении договоров с подрядными организациями, которыми допущен срыв срока завершения работ;
- длительная разработка проектной и рабочей документации;
- изменения технических и конструктивных решений в ходе строительства;
- низкая производительность подрядных организаций, выполняющих строительно-монтажные работы;
- возможные простои техники и строителей;
- частая смена подрядных организаций;
- несвоевременное получение ТУ оформление допусков на объекты сторонних собственников;
- невозможность реализовать в полном объеме решения, предусмотренные в проектной документации.

Анализ причин выявленных отклонений сроков позволил выявить обоюдную вину как заказчика (согласование отклонений от решений, предусмотренных проектной документацией, получившей положительное заключение СПб ГАУ «ЦГЭ» от 15.03.2012 № 78-1-4-0202-12), так и подрядных организаций (срыв отдельных этапов работ).

Исполнитель рекомендует усилить контроль за деятельностью подразделений ответственных за выполнение отдельных этапов реализации инвестиционного проекта.

Поставку основного электротехнического оборудования осуществлять собственными подразделениями ПАО «Ленэнерго» посредством проведения тендерных процедур.

При необходимости своевременно проводить претензионную и исковую работу с подрядными организациями.

8.7.6 Оценка предлагаемой этапности строительства

Согласно Разделу 6 ПОС шифр ЭПИ-124А-11-ПОС.1, ЭПИ-124А-11-ПОС.2, разработанному ООО «ЭнергоПромИнвест», организационно-технологическая схема строительства предусматривает строительство ПС № 124А и кабельных линий 110 кВ в один этап. Данное решение оценивается как оптимальное и обоснованное с точки зрения развития электрической сети, связанное с возможным подключением новых потребителей.

8.8 Мониторинг проведения пуско-наладочных работ

8.8.1 Анализ соблюдения графика пуско-наладочных работ

Согласно директивным графикам выполнения строительства проведение пуско-наладочных работ (далее - ПНР) предусмотрено:

– по договору от 09.10.2006 № 107/К/06-4032 заключенному между ОАО «Ленэнерго» и ООО «Меридиан» в период с 01.10.2014 по 05.10.2014 (ПНР КЛ 110 кВ) в редакции дополнительного соглашения от 06.10.2014 № 14-14170;

– по договору от 26.12.2014 № 14-16018 заключенному между ОАО «Ленэнерго» и ООО «Главэнергосоюз» в период с января по май 2015 года (ПНР оборудования ПС №124А).

Согласно представленной информации ПАО «Ленэнерго» фактическое выполнение ПНР по КЛ 110 кВ завершено 16.10.2014, по ПС №124А 15.05.2018 (ПНР систем АИИС КУЭ, АСУТП).

Анализ соблюдения графика пуско-наладочных работ приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Анализ соблюдения графика пуско-наладочных работ

Наименование работ	Стоимость работ с НДС, руб.	По графику			Фактически			Отставание от срока выполнения работ по графику, месяцев
		Начало работ (число, месяц, год)	Окончание работ (число, месяц, год)	Выполнение, %	Начало работ (число, месяц, год)	Окончание работ (число, месяц, год)	Выполнение, %	
ПНР КЛ 110 кВ	1 735 349,56	01.10.2014	05.10.2014	100%	н/д	06.10.2014	100%	-
ПНР ПС 110 кВ № 124А	-	Январь 2015	Май 2015	100%	н/д	15.05.2018	100%	36

Анализ графика ПНР КЛ 110 кВ не выявил существенных отклонений фактических сроков от плановых сроков.

Анализ графика ПНР ПС 110 кВ № 124А, позволил выявить существенное (36 месяцев) отклонение фактических сроков завершения работ от директивных сроков, предусмотренных условиями договора и незначительное (2 месяца) от срока, указанного в перечне мероприятий по

вводу в работу ПС 124А (ПС 110 кВ Суздальская №134) от 31.01.2018. Завершение работ по ПНР оборудования предусмотрено 23.03.2018.

8.8.2 Анализ наличия документации по выполнению пуско-наладочных работ

Заказчиком представлены на рассмотрение следующие программы испытаний оборудования и инженерных систем:

– программа проведения индивидуальных и комплексных испытаний систем вентиляции и кондиционирования на объекте ПС №124А с КЛ 110-кВ» разработанная ООО «Промышленная Группа» «СЕВЕРО-ЗАПАД», дата разработки не указана;

– программа приемочных испытаний автоматической установки пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре.

В результате проведения индивидуальных испытаний составлены и подписаны соответствующие акты от 21.11.2014 №№1-ИИ (системы П1, В1, П3, В5), 2-ИИ (системы П2, В2, П4), 3-ИИ (системы В6, В7), от 04.12.2014 №№5-ИИ (системы В8, В9, В10, В11, В12, В13), 6-ИИ (системы В14, В15, В16, ВД1).

В результате обкатки оборудования (в течение 72 часов) комиссией установлено, что требования по его сборке и монтажу, приведенные в документации предприятий-изготовителей соблюдены, и неисправности в его работе не обнаружены.

Исполнитель отмечает, что программы комплексных испытаний основного технологического оборудования, устанавливаемого на ПС 110 кВ № 124А и КЛ 110 кВ, на рассмотрение не представлены.

Исполнитель делает вывод, что выполнить анализ программ ПНР и испытания основного технологического оборудования на соответствие положениям СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85» не представляется возможным в связи с их отсутствием.

8.8.3 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:

ООО «Меридиан»:

1. Акт технической готовности электромонтажных работ по КЛ 110 кВ.
2. Акт технической готовности электромонтажных работ от 14.12.2013 на монтаж системы аварийного освещения закрытой подстанции 124А.
3. Акт технической готовности электромонтажных работ от 14.12.2013 на монтаж системы наружного освещения закрытой подстанции.

4. Акт технической готовности электромонтажных работ от 14.12.2013 на монтаж отопления в здании ПС-124А.

5. Акт сдачи-приемки электромонтажных работ от 20.02.2014 на монтаж электрооборудования крана мостового электрического однобалочного подвесного 5-10, 8-9-9-380-У3, заводской № 130122.

6. Акт технической готовности электромонтажных работ от 18.06.2014 на монтаж трансформаторов собственных нужд и дугогасящих реакторов ПС-124А.

7. Акт технической готовности электромонтажных работ от 02.07.2014 на монтаж системы постоянного и переменного тока в здании ПС-124А.

8. Акт технической готовности электромонтажных работ от 01.08.2014 по монтажу внутреннего контура заземления ПС № 124А на отм. -3,35; 0,00; +3,90.

9. Акт об окончании монтажных работ от 11.12.2014 системы пожарной сигнализации, системы автоматического пожаротушения и системы охранной сигнализации, установленных на ПС № 124А.

10. Акт технической готовности электромонтажных работ от 14.12.2014 на монтаж системы внутреннего освещения закрытой подстанции.

11. Акт технической готовности электромонтажных работ от 30.11.2014 на монтаж силовых трансформаторов Т1 ТРДН-63000/110-У1 в пом. 101 ПС № 124А, Т2 ТРДН 63000/110-У1 в пом. 103 ПС 124А.

12. Акт передачи смонтированного оборудования для производства ПНР от 30.11.2014 (Т1, Т2).

13. Акт технической готовности электромонтажных работ от 20.12.2014 на монтаж комплектного распределительного устройства 10 кВ К-128 ПС-124А.

14. Акт технической готовности электромонтажных работ от 25.12.2014 на монтаж КРУЭ-110 кВ типа 8DN8 однорядного из 5 ячеек и шкафов с 2 токопроводами (производитель SIEMENS) в пом. 102 ПС 124А.

15. Акт передачи смонтированного оборудования для производства ПНР от 25.12.2014 (КРУЭ 110 кВ).

ООО «Главэнергосоюз»:

1. Акт технической готовности электромонтажных работ от 01.12.2014 по прокладке силового кабеля в здании ПС-124А.

2. Акт технической готовности электромонтажных работ от 2016 года на монтаж оборудования связи.

3. Акт технической готовности электромонтажных работ от 15.06.2015 на прокладку контрольного кабеля в здании ПС-124А.

4. Акт технической готовности электромонтажных работ от 08.06.2015 на установку трансформаторов IBM 145 ПС-29.

5. Акт технической готовности электромонтажных работ от 08.06.2015 ошиновки трансформаторов IBM 145 ПС-29.

6. Акт технической готовности электромонтажных работ от 30.11.2014 на монтаж силовых трансформаторов Т1, Т2.

7. Акт технической готовности электромонтажных работ от 05.02.2015 на монтаж панелей РЗА

Исполнитель отмечает, что в объеме представленных материалов отсутствуют акты технической готовности электромонтажных работ на оборудование ПА, АСУТП, АИИС КУЭ.

Выборочный анализ документации позволил выявить следующие недочеты:

– в акте сдачи-приемки электромонтажных работ от 20.02.2014 отсутствуют подписи представителей ОАО «Ленэнерго», лица осуществляющего контроль, производителя работ и представителя лица, осуществляющего авторский надзор.

– в акте технической готовности электромонтажных работ от 2016 года отсутствуют подписи представителей заказчика, генерального подрядчика, электромонтажной организации, субподрядной организации.

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

8.9 Выборочная проверка исполнительной документации

Заказчиком представлена исполнительная документация в следующем объеме:

1. Реестры исполнительной документации по строительству.
2. Исполнительная документация по строительству КЛ 110 кВ, разработанная в 2013-2014 годах.
3. Исполнительная документация по строительству ПС 110 кВ, разработанная в 2013-2016 годах.

В рамках выборочной проверки исполнительной документации рассмотрены следующие отчетные материалы:

1. Строительство КЛ 110 кВ:
 - акты освидетельствования скрытых работ подсыпки песчаного основания под а/б покрытие, восстановление верхнего слоя основания из а/б смеси слоем 9 см;
 - акты освидетельствования скрытых работ разработки траншеи на участке трассы от опоры №57, №58 до М11, установки крепления стенок траншеи на участке трассы от опоры №57, №58 до М11, монтаж ж/б лотков Л5-8, с заделкой стыков и укладка ПНД труб на участке трассы от опор №57, №58 до М11, прокладка кабеля 110 кВ на участке трассы от опор №57, №58 до М11, обратная засыпка ПГС в ж/б лотки Л5-8 с приложенным кабелем на участке трассы от опоры №57, №58 до М11;
 - схемы, сертификаты соответствия, качества, паспорта на материалы.

2. Строительство ПС 110 кВ:

– акты освидетельствования скрытых работ монтажа металлоконструкций для установки трансформаторов тока;

– акт технической готовности электромонтажных работ по монтажу трансформаторов собственных нужд и дугогасящих реакторов ПС-124А, ведомость смонтированного электрооборудования, ведомость изменений и отступлений от проекта, ведомость электромонтажных недоделок, не препятствующих комплексному опробованию, ведомость технической документации, предъявляемой при сдаче-приемке электромонтажных работ, исполнительный чертеж.

– схемы, сертификаты соответствия, качества, паспорта на материалы.

Исполнитель отмечает, что исполнительная документация по строительству КЛ 110 кВ, ПС 110 кВ 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), инструкции по оформлению приемосдаточной документации по электромонтажным работам И 1.13-07, ГОСТ Р 51872-2002 «Документация исполнительная геодезическая. Правила выполнения».

Исполнитель делает вывод, что строительно-монтажные работы по КЛ 110 кВ и ПС 110 кВ №124А выполнены в соответствии с решениями проектной и разработанной на ее основе рабочей документации.

Дополнительная проверка представленной исполнительной документации (далее – ИД) на монтаж КРУЭ 110 кВ и полученных ОС-15, М-15 позволила выявить следующее.

Согласно ИД от 25.12.2014, подготовленной ООО «Меридиан», работы по монтажу оборудования КРУЭ выполнены в полном объеме, что подтверждается ведомостью смонтированного оборудования, подписанной ответственными представителями заказчика, генподрядной и монтажной организации.

Закупка оборудования КРУЭ 110 кВ осуществлена заказчиком 01.12.2010, что подтверждается товарной накладной от 01.12.2010 № 86.

В соответствии с условиями договора оборудование, приобретенное заказчиком, является давальческим и передается подрядчику по акту о приемке-передаче оборудования в монтаж по форме ОС-15. Акт, подтверждающий фактическую передачу оборудования КРУЭ в монтаж ООО «Меридиан», в объеме представленных документов отсутствует.

Согласно акту приемки законченного строительством объекта (форма КС-11) от 31.12.2014 № б/н оборудование ЗРУ 110 кВ сдано ООО «Меридиан» и принято ОАО «Ленэнерго» к бухгалтерскому учету актом о приемке-передаче объекта основных средств (кроме зданий, сооружений) (форма № ОС-1) от 31.12.2014 № ВВ000000481.

Согласно представленному акту о приемке-передаче оборудования в монтаж ОС-15 от 29.12.2014 № 217 оборудование КРУЭ передано в монтаж ООО «Главэнергосоюз». ИД на выполнение монтажных работ на рассмотрение не представлена. Работы приняты 31.12.2014, что подтверждается справкой о стоимости выполненных работ и затрат (форма КС-3) от 31.12.2014 № 1.

Смонтированное оборудование (в частности КРУЭ) допущено в эксплуатацию (для проведения ПНР) на основании разрешения Ростехнадзора от 22.12.2014 №06-7143/РД-915 и акта осмотра электроустановки от 22.12.2014 №06-6658/АО-721.

Документы, отражающие фактические сроки проведения комплексного опробования оборудования, в объеме представленных материалов отсутствуют.

Исполнитель отмечает, что аналогичным способом осуществлена передача и монтаж оборудования КРУ 10 кВ, СОПТ, ЩСН, кран-балок и др.

Исполнитель отмечает, что в монтаж ООО «Главэнергосоюз» передано фактически смонтированное ООО «Меридиан» оборудование и допущенное в эксплуатацию для проведения ПНР, что подтверждается соответствующей исполнительной документацией и записями в общем журнале работ № 2.

Приемка работ, выполненных ООО «Главэнергосоюз», по монтажу оборудования КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ, СОПТ, ЩСН осуществлена без предоставления подрядчиком комплектов исполнительной документации, в нарушение требований п.6.1.1. Договора.

8.10 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 ООО «Меридиан» в 2006-2014 годах:

– «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов» шифр ЭПИ-124А-11-ОЭЭ;

– «Архитектурные решения» шифр ЭПИ-124А-11-АР, том 3;

– 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. Книга 4 «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии и мощности» шифр ЭПИ-124А-11-1.4, том 5.1.4;

– раздел 5. Подраздел 2. Система водоснабжения, шифр ЭПИ-124А-11-ИОС2;

– раздел 5, подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, шифр ЭПИ-124А-11-ИОС4, том 5.4;

2. Рабочая документация, разработанная ООО «Меридиан» в 2012-2014 годах:

– АИИС КУЭ/ТУЭ шифр 057-147-АСК;

– задание заводу на изготовление шкафов АИИС КУЭ/ТУЭ шифр 057-292-АСК;

– система водоснабжения шифр ЭПИ-124А-11-В;

– освещение подстанций. Электротехнические решения шифр ЭПИ-124А-11-030-ЭП;

– закрытая подстанция шифр. Архитектурно-строительные решения шифр ЭПИ-124А-11-061-АС;

– закрытая подстанция. Архитектурные решения шифр ЭПИ-124А-11-061-АР;

– отопление, вентиляция и кондиционирование шифр ЭПИ-124А-11-ОВ;

– энергетический паспорт здания проект ЭПИ-124А-11-061-ЭП.

Анализ соблюдения регламентов энергоэффективности объекта в соответствии с требованиями проектной документации приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнительные характеристики материалов на разных стадиях реализации проекта

№ п/п	Стадия	Энергоресурс/здание (сооружение)	Марка/вид материалов
1	Проектная документация	Счетчик электрической энергии	Альфа А1805, А1802
2		ХВС	Водомерные узлы со счетчиками, диам. 20 мм
3		Отопление	Электрические конвекторы типа Nobo С4Е, Nobo К4N
		Здание ПС	Цоколь - утеплитель STYROFOAM 300 А, толщина - 40 мм. Наружные стены - трехслойные сэндвич панели завода ARMAX класса BUKKER толщиной 120 мм, монолитный каркас с облицовкой кирпичом, толщина - 580 мм. Окна – двухкамерные стеклопакеты. Наружные двери - металлические утепленные с порогом, предусмотрен резиновый уплотнитель по периметру

			двери.
4		Освещение	Рабочее освещение – светильники с люминесцентными лампами. Наружное освещение – прожекторы с газоразрядными лампами.
1	Рабочая документация	Счетчик электрической энергии	Альфа А1805, А1802
2		ХВС	Водомерные узлы со счетчиками, диам. 20 мм
3		Отопление	Электрические конвекторы Nobo серии Nordic типа С4Е, Nobo К4N
		Здание ПС	Цоколь - утеплитель STYROFOAM 300 А, толщина - 40 мм. Наружные стены - трехслойные сэндвич панели завода ARMAX класса ВUKKER толщиной 120 мм, монолитный каркас с облицовкой кирпичом, толщина - 580 мм. Окна – двухкамерные стеклопакеты. Наружные двери - металлические утепленные с порогом, предусмотрен резиновый уплотнитель по периметру двери.
4		Освещение	Рабочее освещение – светильники с люминесцентными лампами. Наружное освещение – прожекторы с газоразрядными лампами мощностью 150-400 Вт.

Исполнитель отмечает, что при разработке рабочей документации отступления от требований проектной документации в части соблюдения требований энергоэффективности не выявлены.

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».

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

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 изменения в следующем объеме:

1. Строительство КЛ 110 кВ.
– изменено место установки открытых переходных пунктов;

– увеличена длина кабельной линии до 16 314,6 м в однофазном исчислении.

2. Строительство ПС 110 кВ № 124А.

– уточнены материалы наружной и внутренней отделки здания, предоставления разработанных архитектурных деталей (крыльца, козырьки, цоколь и т.п.) и деталей ограждений лестничных маршей и кровли.

– уточнена толщина слоя щебёночной подушки под плиту фундамента;

– изменена отметка вдавливания свай под фундаменты трансформаторов с абсолютной отметки плюс 22.87 на абсолютную отметку плюс 21.15;

– армирование монолитной плиты на отметке -3,350 сварными сетками заменено на армирование вязаной арматурой того же диаметра;

– уточнены опалубочные размеры, защитный слой бетона и расположение арматурных стержней маслоприёмной чаши;

– на схеме монолитного перекрытия на отметке -0,080 добавлены отверстия размером 800 x 700 мм;

– разработаны конструкции лестниц с маршами из монолитного железобетона и сборных железобетонных ступеней по стальным косоурам и площадками из монолитного железобетона;

– разработан приямок Пм1 из монолитного железобетона с габаритными размерами в плане 0,6 x 2,0 м и глубиной 1,62 м, с толщиной стен и днища 100 мм;

– разработаны элементы трансформаторной камеры (обслуживающая площадка П1, кронштейны К1 и К2, стойка Ст1) в стальных конструкциях;

– разработаны металлические крановые и подкрановые балки в камерах трансформаторов и КРУЭ, а также металлоконструкции под подвесной транспорт в осях 7-8/Б-В на отметке низа подкрановой балки +7,450.

– изменено место установки временного ограждения;

– предусмотрено устройство металлического шпунтового ограждения котлована со стороны ул. Ушинского;

– осуществлена замена производителей и типа оборудования КРУ 10 кВ, АСУТП, ЩСН (таб. 19).

Таблица 19 – Анализ изменения поставщиков оборудования на разных этапах реализации инвестиционного проекта

№ п/п	Наименование оборудования	Производитель			
		ТЗ	ПД	РД	Факт
1.	КРУЭ 110 кВ	н/д	Siemens	Siemens	Siemens ТН №86 от 01.10.2012
2.	Трансформатор силовой 63 МВА	Фирма «MR»	ETD TRANSFORMA TORY	ETD TRANSFORMATO RY	ETD TRANSFORMAT ORY ТН №86 от 01.10.2012
3.	КРУ 10 кВ	ABB КРУ ZS1	«Электробалт» тип КРУ: К-104	ОАО «Мосэлектр оцит» тип КРУ: К-128	ОАО «Мосэлектр оцит» тип КРУ: К-128 КС-2 № 12 от 31.12.2014
4.	ЩСН	н/д	ОАО «Универсал Электрик»	ОАО «Новая Эра»	ОАО «Новая Эра»
5.	АСУТП	н/д	ООО «Силовые и Автоматизирова нные Системы»	ООО «ИСЕРВ» г. Чебоксары – 2012 год. ООО «ЦУП ЧЭАЗ» г. Чебоксары – 2014 год.	ООО «НПФ «Механотроника РА» КС-2 № 1 от 25.09.2016

Исполнитель отмечает, что документы, обосновывающие необходимость изменения технических решений, предусмотренных в проектной документации, получившей положительное заключение СПб ГАУ «ЦГЭ» от 15.03.2012 № 78-1-4-0202-12, замены типа и поставщиков оборудования на рассмотрение не представлены.

Проектная документация без сметы на строительство электрической подстанции ПС № 124А с КЛ-110 кВ. Изменение проектных решений получила положительное заключение СПб ГАУ «ЦГЭ» от 21.08.2014 № 78-1-2-0325-14.

Принятые проектные решения, с учетом изменений, соответствуют требованиям технических регламентов, в том числе требованиям пожарной безопасности, и требованиям действующего законодательства Российской Федерации.

Исполнитель делает вывод, что изменения технических и технологических решений, типа и поставщиков оборудования, выявленные в ходе реализации инвестиционного проекта, не подтверждены обосновывающими документами.

8.12 Мониторинг формирования первичной и учетной документации по объекту

Заказчиком представлена на рассмотрение следующая документация:

1. Строительство КЛ 110 кВ (ООО «Меридиан»):
 - общий журнал работ по строительству двух КЛ 110 кВ за период с 10.04.2013 по 30.10.2014;
 - журнал учета входного контроля за период с 11.04.2013 по 22.07.2014;
 - журналы производства буровых работ методом ГНБ от 10.07.2013, 17.07.2013, 13.03.2014, 14.07.2014;
 - журнал производства буровых работ (скважины №№ 1,2) за период с 08.09.2011 по 15.09.2011.
2. Строительство ПС 110 кВ № 124А (ООО «Меридиан», ООО «Главэнергосоюз»):
 - журнал погружения шпунта за период с 20.03.2013 по 31.03.2013;
 - общий журнал работ за период с 25.06.2012 по 28.08.2013;
 - общий журнал работ № 1 за период с 22.01.2013 по 11.06.2014;
 - общий журнал работ № 2 за период с 16.06.2014 по 29.11.2014;
 - журналы бетонных работ;
 - журналы ухода за бетоном;
 - журналы сварочных работ;
 - общий журнал работ за период с 19.01.2015 по 04.03.2016.
3. Акты о приемке выполненных работ (КС-2), справки о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3) за период строительства.
4. Акты приемки законченного строительством объекта рабочей комиссией (КС-11).
5. Товарные накладные (ТОРГ-12, М-15).
6. Акт о приемке-передаче оборудования в монтаж (ОС-15).
7. Акты о сдаче-приемке выполненных работ по заключенным договорам.
8. Журналы учета выполненных работ с начала строительства (КС-6а) за декабрь 2014 по договору подряда №14-16018 от 26.12.2014 (без подписей).

Исполнитель обращает внимание, что журналы входного контроля и авторского надзора за строительством КЛ 110 кВ и ПС 110 кВ № 124А на рассмотрение не представлены, журналы учета выполненных работ с начала строительства (КС-6а) представлены не комплектно.

Исполнитель отмечает, что 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).

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». В отдельных справках о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3), представленных по договору подряда от 09.10.2006 № 06-4023 (подрядчик ООО «НПО ИЭМ»), работы и стоимость работ при расшифровке указаны только за отчетный период, а не нарастающим итогом за весь период с начала проведения работ, как это предусматривается унифицированными формами.

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

8.13 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

В связи с некомплектностью журналов учета выполненных работ (КС-6а) и отсутствием сметных расчетов по рабочей документации проверка актов о приемки выполненных работ (КС-2), справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3), товарных накладных ТОРГ-12 на соответствие проектной документации и заключенным договорам проводится по следующим направлениям:

- проверка соответствия стоимости фактически выполненных строительно-монтажных работ (далее – СМР), включенных в акты о приемке выполненных работ (КС-2), проектной документации, договорам подряда;

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

- проверка соответствия стоимости оборудования, включенного в товарные накладные (ТОРГ-12), проектной документации.

- Выполнение строительно-монтажных работ проводилось по следующим договорам подряда:

- договор от 09.10.2006 №107/К/06-4032 с ООО «НПО «ИЭМ»» (замена стороны на ООО «Меридиан» согласно дополнительному соглашению от 10.02.2011 №11-616 к договору) с предельной стоимостью выполняемых работ 842,48 млн. руб. с НДС;

- договор от 26.12.2014 №14-16018 с ООО «ГЛАВЭНЕРГОСОЮЗ» с предельной стоимостью выполняемых работ 434,08 млн. руб. с НДС.

Результаты проверки представлены в табл. 20 и табл.21.

Таблица 20 – Сравнительный анализ стоимости СМР (тыс. руб. без НДС)

№ п/п	Сметная документация			договор №107/К/06-4032		Договор №14-16018	Отклонение от СД в части в части СМР в уровне цен 2014
	Номера сметных расчетов	Наименование работ и затрат	Стоимость СМР	Стоимость СМР согласно КС-2 без учета затрат на ВЗиС и зимнее удорожание в смешанном уровне цен	Стоимость СМР согласно КС-2 без учета затрат на ВЗиС и зимнее удорожание в уровне цен 2014*	Стоимость СМР согласно КС-2, без учета затрат на ВЗиС и зимнее удорожание в уровне цен 2014	
Работы не выполнялись							
1	ЛС 01-01-01	Расчистка территории	1 150,9	-	-	-	1 149,9
2	ЛС 01-01-01кл	Вырубка деревьев	1,7	-	-	-	1,7
3	ЛС 02-01-13	Устройство молниезащиты	626,4	-	-	-	626,4
4	ЛС 07-01-02	Благоустройство. ОПП 110кВ	24,7	-	-	-	24,7
		Итого:	2 564,7	-	-	-	1 902,7
Работы, принятые со стоимостными показателями ниже заложенных в сметной документации							
5	ЛС 01-01-02	Подготовительные работы	3 716,3	1 835,9	2 214,6	-	1 501,7
6	ЛС 01-01-01и	Демонтажные работы	3 969,1	2 242,2	3 283,4	-	685,7
7	ЛС 02-01-01и	Устройство котлована	5 687,7	3 533,3	5 174,1	-	513,6
8	ЛС 02-01-02и	Свайные работы	35 869,9	20 867,5	28 738,8	-	7 131,1
9	ЛС 02-01-01кл	Земляные работы	25 168,8	19 943,7	20 564,3	-	4 604,5
10	ЛС 02-01-04	Монтаж заземления	507,7	433,4	454,7	-	53,0
11	ЛС 02-01-07	Электрооборудование	9 375,3	146,6	212,2	4 882,5	4 280,7
12	ЛС02-01-06кл	Устройство колодца транспозиции	274,9	177,2	177,2	-	97,7
13	ЛС02-01-09кл	ГНБ по 1 строительной длине	70 117,3	35 207,3	35 207,3	-	34 909,9
14	ЛС02-02-01	Монтаж токопровода	899,4	-	-	475,1	424,3
15	ЛС02-02-02	Монтаж оборудования в камерах ДГК и	648,9	-	-	510,7	138,3

		ТСН по объекту ПС №124А					
16	ЛС02-02-05	Подъемно-крановое оборудование	3 369,6	-	-	2 668,8	700,8
17	ЛС02-02-07	Приобретение и монтаж оборудования АИИС КУЭ	25,6	-	-	14,9	10,7
18	ЛС02-02-08	Приобретение и монтаж оборудования АСУ	494,7	-	-	233,3	261,4
19	ЛС02-02-10	ЗРУ-110 кВ. Электромонтажные работы по объекту ПС №124А -КРУЭ	2 263,2	-	-	1 104,9	1 158,2
20	ЛС02-02-11	ЗРУ-10 кВ. Электромонтажные работы по объекту ПС №124А	2 476,5	-	-	1 292,9	1 183,6
21	ЛС 05-01-02	Приобретение и монтаж оборудования средств связи	1 151,0	-	-	1 113,1	37,9
22	ЛС 06-01-01	Наружные сети водопровода и канализации и дренажа для здания ПС	6 597,8	5 443,9	5 710,6	216,4	670,8
23	ЛС 07-01-01	Благоустройство территории	9 954,7	6 450,3	6 766,4	2 507,7	680,8
24	ЛС 07-01-02кл	Восстановление асфальтобетонного покрытия. Набивные дорожки.	11 071,8	9 535,1	10 168,0	-	903,8
		Итого:	193 640,4	105 816,4	118 671,6	15 020,4	59 948,4
Работы, принятые со стоимостными показателями, превышающими заложенные в сметной документации							
25	ЛС 02-01-01	Земляные работы	13 462,1	19 976,9	21 629,6	202,0	-8 369,4
26	ЛС 02-01-02	Строительство здания ПС №124А	53 940,3	52 950,4	56 521,4	-	-2 581,1
27	ЛС 02-01-03	Здание подстанции (архитектура)	35 171,3	36 407,7	38 191,6	65,7	-3 086,0
28	ЛС 02-01-05	Кабельное хозяйство ПС 124А	12 868,4	-	-	15 307,8	-2 439,3
29	ЛС 02-01-06	Козырек и крыльца здания ПС	1 064,2	-	-	1 157,4	-93,3
30	ЛС 02-01-08	ОПП 110кВ	1 153,2	1 470,6	-	-	-317,4
31	ЛС 02-01-09	Монтаж системы водопровода и канализации	770,6	1 041,9	-	-	-322,3
32	ЛС 02-01-10	Монтаж систем отопления, вентиляции и кондиционирования	2 994,1	454,1	1 470,6	3 177,1	-659,4
33	ЛС 02-01-11	Монтаж электроосвещения на ПС №124А	2 998,9	3 068,6	1 093,0	-	-220,1
34	ЛС 02-01-12	Переустройство КЛ 10кВ	1 882,1	358,4	476,4	2 074,2	-692,2

35	ЛС02-01-02кл	Прокладка труб ПНД	5 770,6	6 034,5	3 219,0	-	-801,6
36	ЛС02-01-03кл	ГНБ№1 (ФЕР)	31 651,1	28 457,2	33 793,1	-	-2 142,1
37	ЛС02-01-04кл	ГНБ№2 (ФЕР)	33 475,8	30 106,5	33 478,9	-	-3,1
38	ЛС02-01-05кл	Устройство кабельных каналов	7 052,9	6 792,9	7 280,2	-	-227,3
39	ЛС02-01-07кл	Монтажные работы по КЛ	165 826,8	166 480,9	167 024,3	-	-1 197,4
40	ЛС02-01-08кл	ГНБ№3 (ФЕР) (угол Тимуровской и Ушинского)	18 127,2	21 175,0	6 572,1	-	-5 729,6
41	ЛС02-02-04	Монтаж трансформаторов тока по объекту ПС №29-1	302,8	-	-	394,5	-91,7
42	ЛС02-02-06	Монтаж электротехнического оборудования	946,6	-	-	1 120,7	-174,2
43	ЛС02-02-09	Приобретение и монтаж оборудования РЗА	660,8	-	-	1 029,1	-368,3
44	ЛС02-02-12	Система температурного контроля кабеля.	-	-	-	2,1	-2,1
45	ЛС02-02-13	Система автоматики для вентиляции, кондиционирования, отопления	136,8	-	-	929,3	-792,6
46	ЛС 05-01-01	Монтаж охранно-пожарной сигнализации по объекту ПС №124А	1 317,5	-	-	2 531,8	-1 214,3
47	ЛС 07-01-01кл	Восстановление газона	277,5	302,2	304,8	-	-27,2
48	ЛС 07-01-03кл	Дорожные знаки	194,5	595,7	700,4	-	-505,9
		Итого:	392 046,0	375 673,7	396 112,2	27 991,6	-32 057,8

Примечание: * – пересчет стоимости СМР в уровень цен 2014 на основе индексов-дефляторов по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)», согласно прогнозу индексов дефляторов и индексов цен производителей по видам экономической деятельности до 2024 года

Таблица 21 – Сравнительный анализ стоимости оборудования, тыс. руб. без НДС

№ п/п	Наименование оборудования	Данные из товарных накладных	Данные из локальных смет	Отклонение
1	Трансформатор силовой ТРДН-63000/110У1	153 212,1	153 212,1	0
2	КРУЭ 110 кВ типа 8DN8 (Siemens) однорядное, в комплекте с двумя токопроводами элегазовыми	205 702,2	218 414,0	-12 711,8
3	Заземляющий дугогасящий управляемый реактор, ZTC-250/11/3-E1 с цифровым регулятором REG-DP	1 977,3	1 977,4	-0,1
4	Фильтр масляный заземляющий нулевой последовательности ФМЗО-500/11	854,2	854,2	0
5	Трансформатор сухой силовой, ТСЗ-630/10У3, 630 кВА, напряжением 10/0,4 кВ	1 439,5	1 439,5	0
6	Блок однофазного преобразователя тока РЕТ-10	130,9	140,0	-9,1
7	Блок трехфазного преобразователя напряжения РЕТ-ТН	101,8	109,0	-7,2
8	Испытательная система для РЗА РЕТОМ-61	1 210,0	1 285,0	-75,0
9	Шкаф 1 комплекта основной защиты линии и комплект резервной защиты	2 605,8	2 650,0	-44,2
10	Насосная установка Grundfos Hydro MX D001 2CR32-2-2	555,2	1 110,4	-555,2
	Всего:	367 789,0	381 191,7	-13 402,7

По результатам проверки выявлено следующее:

– отсутствует выполнение работ, предусмотренных проектной документацией, в объеме 1,9 млн. руб. без НДС;

– выполнение работ с отклонением от стоимостных показателей сметной документации: общее отклонение фактического освоения от сметной стоимости по видам работ и затрат, которые не превышают показателей проектной документации, составляет 59,9 млн. руб. без НДС в

ценах 2014; общее отклонение фактического освоения от сметной стоимости по видам работ и затрат, которые превышают показатели проектной документации, – 32,1 млн. руб. без НДС;

- номера локальных сметных расчетов проектной документации в основном соответствуют номерам в актах о приемке выполненных работ (КС-2);

- отсутствует превышение фактических затрат на закупку оборудования согласно товарным накладным (ТОРГ-12) по отношению к затратам, заложенным в сметной документации.

- По результатам выборочной сверки актов выполненных работ (КС-2) с локальными сметами выявлено включение в КС-2 №6.3 от 15.12.2015 объемов работ, отсутствующих в сметной документации, на сумму 2,31 тыс. руб.

- Помимо вышеперечисленных фактов в разделе 8.15.4 описаны работы, необходимость которых не подтверждена обосновывающими документами.

- Справки о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3) соответствуют актам о приемке выполненных работ (КС-2) за рассмотренный период.

- По результатам анализа идентифицированы следующие основные риски:

- риск нецелевого расходования денежных средств при оплате фактически выполненных работ не соответствующих или отсутствующих в проектной документации;

- риск учета избыточных видов и объемов работ.

- При анализе были выявлены факты возможного нецелевого расходования средств (см. также табл. 20):

- отклонения стоимостных показателей выполнения работ относительно показателей сметной документации;

- выполнение работ, не предусмотренных сметной документацией.

При этом выявленные факты суммарно в стоимостном выражении не превышают объема непредвиденных затрат, определенных в сводном сметном расчете стоимости строительства объекта капитального строительства.

К непредвиденным затратам относятся затраты, связанные с возмещением стоимости работ и затрат, потребность которых возникла в ходе строительства в результате уточнения проектных решений или условий строительства в отношении выполнения видов работ (объектов строительства), предусмотренных в утвержденном проекте.

Рекомендуется уточнить возможность отнесения выявленных отклонений к непредвиденным затратам.

8.14 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, представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень договоров, заключенных в рамках реализации проекта

№ п/п	Наименование, 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	Договор подряда на капитальное строительство объекта «под ключ» №107/К/06-4032 от 09.10.2006	842,5	есть	выполнен	требуется
2	Договор о финансовой аренде (лизинге) №9/06-4825 от 25.10.2006	699,2	нет	выполнен	не требуется
3	Договор поставки №13-6783 от 24.06.2013	11,3	есть	выполнен	не требуется
4	Договор подряда на строительно-монтажные работы №14-16018 от 26.12.2014	434,1	есть	действует	требуется
5	Договор аренды земельного участка №04-ЗК02819/09-270	арендные платежи	нет	выполнен	не требуется
6	Договор аренды земельного участка №04-ЗК03041(И)/10-4243 от 26.07.2010	арендные платежи	нет	выполнен	не требуется
7	Договор хранения и оказания услуг №31/12/10-8693 от 31.12.2010	согласно тарифам	нет	выполнен	не требуется
8	Договор на терминальную обработку, хранение и оформление №10-8698 от 03.02.2011	согласно тарифам	нет	выполнен	не требуется
9	Договор на оказание услуг №11-3686 от 01.03.2011	0,6	нет	выполнен	не требуется
10	Договор возмездного оказания услуг №646/11-14502 от 05.10.2011	2,8	нет	выполнен	не требуется
11	Договор на терминальную обработку, хранение и оформление №12-3256 от 21.03.2012	согласно тарифам	нет	выполнен	не требуется
12	Договор №13-4622 от 26.04.2013	45,9	нет	выполнен	не требуется
13	Договор ответственного хранения груза на товарном складе №14-1636 от 09.14	0,1	нет	выполнен	не требуется
14	Договор на выполнение технической инвентаризации и кадастровых работ №4800001193/14-10758 от 08.08.2014	согласно тарифам	нет	выполнен	не требуется
15	Договор №45764-ЗГ/17-1774 от 27.12.2016	0,1	нет	выполнен	не требуется
16	Договор электроснабжения №38361 от 06.06.2013	согласно	нет	выполнен	не требуется

		тарифам			
17	Договор №04/ЗКИ-02779 от 02.03.2009	Арендные платежи	нет	выполнен	Не требуется
18	Договор №ДС-266-ир-07/рег-616ннн-06/07-1454			Договор не представлен	
19	Договор №3189 от 23.11.2007			Договор не представлен	
20	Договор №04/ЗКИ-02572 от 29.12.2007			Договор не представлен	
21	Договор №20 от 22.07.2008			Договор не представлен	
22	Договор №08-3156 от 2008			Договор не представлен	
23	Договор №08-12222 от 24.09.2008			Договор не представлен	
24	Договор №97 от 06.11.2008			Договор не представлен	
25	Договор №ДС-579-ир-08/рег.616-ннн-06 от 17.10.2008			Договор не представлен	
26	Договор №15/03-О от 19.03.2009			Договор не представлен	
27	Договор №09-4092 от 2009			Договор не представлен	
28	Договор №19/10-О/09-5039 от 30.10.2009			Договор не представлен	
29	Договор №09-5222 от 12.11.2009			Договор не представлен	
30	Договор №09-558 от 2009			Договор не представлен	
31	Договор №ДС-451-ир-09/рег-1393ннн-02 от 07.12.2009			Договор не представлен	
32	Договор №1184/09Ан/10-18 от 22.12.2009			Договор не представлен	
33	Договор №ДС-45-нп-10/рег.616-06/10-590 от 08.02.2010			Договор не представлен	
34	Договор №11-1475			Договор не представлен	
35	Договор №12-6840 от 2012			Договор не представлен	

Банковская гарантия предусмотрена в 2 из рассмотренных 17 договоров. Отсутствие требования предоставления банковской гарантии в остальных договорах представляется допустимым для рассматриваемого проекта с учетом особенностей предусмотренных данными договорами работ, условий оплаты и суммы по договору.

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

– договор подряда на капитальное строительство объекта «под ключ» №107/К/06-4032 от 09.10.2006, заключенный между ОАО «Ленэнерго» и ООО «НПО «ИЭМ»» (до 10.02.2011) и ООО «Меридиан» (с 10.02.2011) (далее – Договор 1);

– договор подряда на строительно-монтажные работы №14-16018 от 26.12.2014, заключенный между ОАО «Ленэнерго» и ООО «ГЛАВЭНЕРГОСОЮЗ» (далее – Договор 2).

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. 22 оценка выданных поставщикам банковских гарантий на соответствие условиям, определенным договорными отношениями, проводится в разрезе следующих договоров:

- Договор 1;
- Договор 2.

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.

Результаты оценки представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Оценка банковских гарантий на соответствие условиям, определенным договорными отношениями

№ п/п	Параметры	Оценка соответствия банковской гарантии условиям договора					
		по договору 1			по договору 2		
		условия договора	параметры гарантии	оценка соответствия	условия договора	параметры гарантии	оценка соответствия
1	Наличие банковской гарантии, представленной подрядчиком	предусмотрена	№ 00P96X от 14.05.2013	представлена	предусмотрена	№3583/2016/ДГБ от 23.09.2016	представлена
2	Соответствие срока действия гарантии условиям договора	срок окончания работ - 25.12.2014	срок окончания 25.03.2015	соответствует	дата выполнения полного объема работ по договору плюс 90 календарных дней	31.03.2017	не соответствует*
3	Сумма обеспечения по условиям договора	- 5% от цены договора (42,1 млн. руб.) на оплату возможных претензий; - сумма выдаваемого аванса плюс процент за пользование денежными средствами	41,98 млн. руб.	соответствует	10% от цены договора (43,4 млн. руб.) на оплату возможных претензий	43,4 млн. руб.	соответствует
4	Реквизиты договора, указанные в банковской гарантии	Договор №107/К/06-4032 от 09.10.2006	Договор №107/К/06-4032 от 09.10.2006	соответствуют	Договор №14-16018 от 26.12.2014	Договор №14-16018 от 26.12.2014	соответствует

Примечание: * – последняя дата подписания справки КС-3 между заказчиком и подрядчиком 07.08.2018 г.

По результатам оценки выявлено следующее:

– банковская гарантия, предоставленная ООО «Меридиан», условиям договора подряда на капитальное строительство Объекта «под ключ» №107/К/06-4032 от 09.10.2006, заключенного между ОАО «Ленэнерго» и ООО «Меридиан», соответствует;

– банковская гарантия, требующаяся в рамках договора подряда на строительно-монтажные работы №14-16018 от 26.12.2014, заключенного между ОАО «Ленэнерго» и ООО «ГЛАВЭНЕРГОСОЮЗ», отсутствует.

Ввиду отсутствия авансирования работ по договору 2 оценка соблюдения условий авансирования в рамках договорных обязательств проведена на основе данных в разрезе договора 1.

В рамках исполнения договора 1 заказчиком был выплачен подрядчику авансовый платеж на сумму 69,0 млн. руб. с НДС (платежное поручение №154 от 07.09.2011). В соответствии с п.2 дополнительного соглашения №11-2802 от 01.04.2011 к договору 1 «в течении 30 дней с момента подписания настоящего Дополнительного соглашения Подрядчик обязуется предоставить Заказчику безотзывную и безусловную, не подлежащую аннулированию без согласия Заказчика банковскую гарантию на возврат авансового платежа, на период выдачи аванса (на сумму выдаваемого аванса плюс процент за пользование денежными средствами Заказчика в размере 1/300 ежедневной ставки рефинансирования ЦБ РФ)». Т.е. банковская гарантия в соответствии с требованиями договора должна покрывать сумму аванса, что оценивается корректным. Однако банковская гарантия, обеспечивающая возврат авансового платежа в полном объеме, отсутствует, так как сумма аванса составила 69,0 млн. руб. с НДС, а сумма обеспечения по действующей гарантии – 41,98 млн. руб.

Таким образом, авансирование заказчиком было выполнено на сумму, превышающую сумму обеспечения согласно действующей банковской гарантии на 27,02 млн. руб., что увеличивает для заказчика риски невозврата (либо длительной процедуры возврата) этой суммы при банкротстве подрядчика.

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

– представленные подрядчиками банковские гарантии соответствуют условиям заключенных с ними договоров в части оплаты возможных претензий, связанных с недобросовестным исполнением подрядчиком своих обязательств на период действия договора;

– финансирование работ по отдельным договорам выполнялось с возможным риском невозврата сумм аванса.

В настоящий момент выявленные недостатки по банковским гарантиям обеспечения заключенных с подрядчиками договоров не оказывают критического влияния на рассматриваемый проект.

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.

8.15 Анализ реализации проекта

Рассматриваемый проект включен в инвестиционную программу ПАО «Ленэнерго» на 2016-2020 гг., утвержденную приказом Минэнерго России от 28.12.2015 № 1042 в редакции приказа Минэнерго России от 21.12.2018 № 27@.

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;
- справка подтвержденных затрат по проекту, содержащая на дату составления информацию о величине осуществленных и подтвержденных затрат в разрезе всех локальных смет и расчетов сводного сметного расчета инвестиционного проекта.

Представлены следующие материалы:

- инвестиционная программа ПАО «Ленэнерго» на 2016-2020 годы в редакции приказа Минэнерго России от 21.12.2018 № 27@;
- сводный сметный расчет проектной документации;
- платежные поручения за период с 2006 по 2019 годы;
- справки КС-2, КС-3, акты выполненных работ за период с 2014 по 2019 годы;
- оборотно-сальдовые ведомости ПАО «Ленэнерго» по счету 08.03 (объект строительства ПС 124А) за период с октября 2006 по июнь 2019, по счету 60 (по договорам №13-6783 от 24.06.2013, №14-16018 от 26.12.2014, №107/К/06-4032 от 09.10.2006) за период с октября 2006 по июнь 2019, по счету 76 (по договору №9/06-4825 от 25.10.2006) за период с октября 2006 по июнь 2019;
- справка подтвержденных затрат по проекту, содержащая на дату составления информацию о величине осуществленных и подтвержденных затрат в разрезе глав сводного сметного расчета инвестиционного проекта.

8.15.1 Анализ выполнения плановых показателей в части финансирования проекта

Плановый объем финансирования проекта в ценах соответствующих лет составляет 1 490,5 млн. руб. с НДС. Динамика финансирования проекта с разбивкой по годам представлена в таблице 24 и на рис. 6.

Таблица 24 – Динамика финансирования проекта с разбивкой по годам, млн. руб. с НДС

Год	Утвержденная инвестиционная программа 2018-2020 годы (плановые значения)	Фактически профинансировано по данным заказчика (платежные поручения, оборотно-сальдовые ведомости)	
		без учета обслуживания кредита	с учетом обслуживания кредита
Профинансировано на 01.01.2018	1 410,5	1 405,5	1 684,0
2018 год	80,0	2,0	92,2
2019 год	0	0,5	25,2*
2020 год	0	0	0
Итого	1 490,5	1 408,0	1 801,4

Примечание: * - за 1 полугодие 2019.

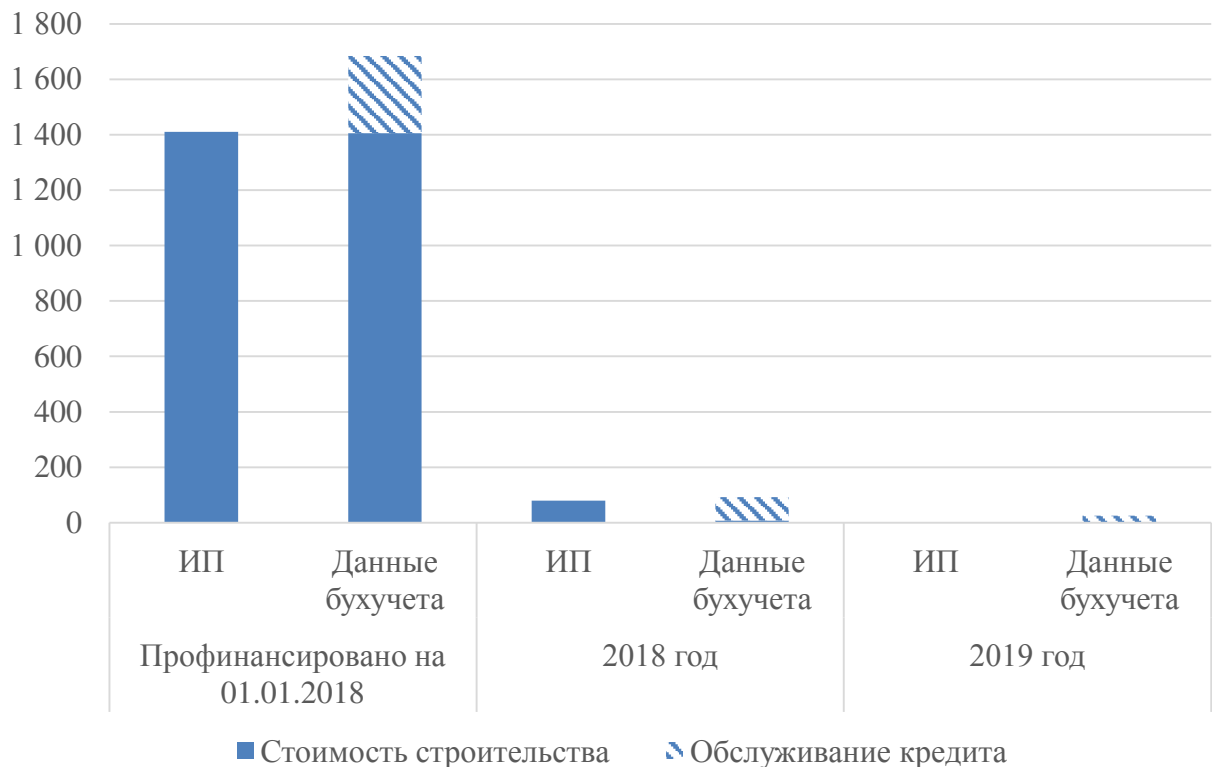


Рисунок 6 – Динамика финансирования проекта с разбивкой по годам, млн. руб. с НДС

При анализе представленной документации году выявлено превышение фактического объема финансирования над плановым на 21%.

Отмечается, что за период реализации инвестиционного проекта из сумм финансирования по проекту часть средств направлена на обслуживание кредита в объеме 393,4 млн. руб. 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) выявлена непогашенная задолженность ПАО «Ленэнерго» перед подрядчиками в объеме 31,7 млн. руб. и задолженность подрядчиков в объеме 8,1 млн. руб. с НДС. Данные представлены в табл. 25.

Таблица 25 – Данные по финансовым обязательствам в рамках договорных отношений между ПАО «Ленэнерго» и подрядчиками, тыс. руб. с НДС

№ п/п	Договор	По данным КС-3, млн. руб. с НДС	По данным платежных поручений, млн. руб. с НДС	Отклонение, "-" отсутствие подтверждающих документов по выполнению работ (задолженность подрядчиков), "+" – задолженность заказчика
Задолженность подрядчиков				
1	Договор хранения и оказания услуг №31/12/10-8693 от 31.12.2010	6,9	10,5	- 3,6
2	Договор №09-5222 от 12.11.2009	5,0	7,4	- 2,5
3	Договор на терминальную обработку, хранение и оформление №10-8698 от 03.02.2011	12,2	14,0	- 1,9
	Итого:	-	-	- 8,1
Задолженность заказчика перед подрядчиками				
4	Договор подряда на строительно-монтажные работы №14-16018 от 26.12.2014	434,0	402,3	31,7
	Итого:	-	-	31,7

Выявленные отклонения между показателями справок стоимости работ (КС-3) и платежных поручений предположительно связаны с некомплектностью представленной документации. При этом сложность проверки заключается в отсутствии возможности соотнести конкретные платежные поручения с конкретными справками стоимости работ (КС-3) и актами выполненных работ.

Рекомендуется при оформлении платежных поручений на оплату оказанных услуг (выполненных работ) указывать помимо реквизитов договора реквизиты справок стоимости работ (КС-3) или актов выполненных работ.

В целом, отмечается недостаточность финансовых средств для финансирования инвестиционного проекта, заложенных в инвестиционной программе.

8.15.2 Анализ выполнения плановых показателей в части освоения капитальных вложений проекта

Плановый объем освоения капитальных вложений проекта составляет 1 331,6 млн. руб. без НДС. Динамика освоения капитальных вложений по проекту с разбивкой по годам представлена в таблице 26 и на рис. 7.

Таблица 26 – Динамика освоения капитальных вложений по проекту с разбивкой по годам, млн. руб. без НДС

Год	Утвержденная инвестиционная программа на 2018-2020 годы (плановые значения)	Фактически освоено по данным заказчика (КС-3, акты выполненных работ, оборотно-сальдовые ведомости)	
		без учета обслуживания кредита	с учетом обслуживания кредита
Освоено на 01.01.2018	1 290,4	1 211,0	1 489,5
2018 год	41,2	8,0	98,2
2019 год	0	3,4	28,1*
2020 год	0	0	0
Итого	1 331,6	1 222,4	1 615,8

Примечание: * - за 1 полугодие 2019.

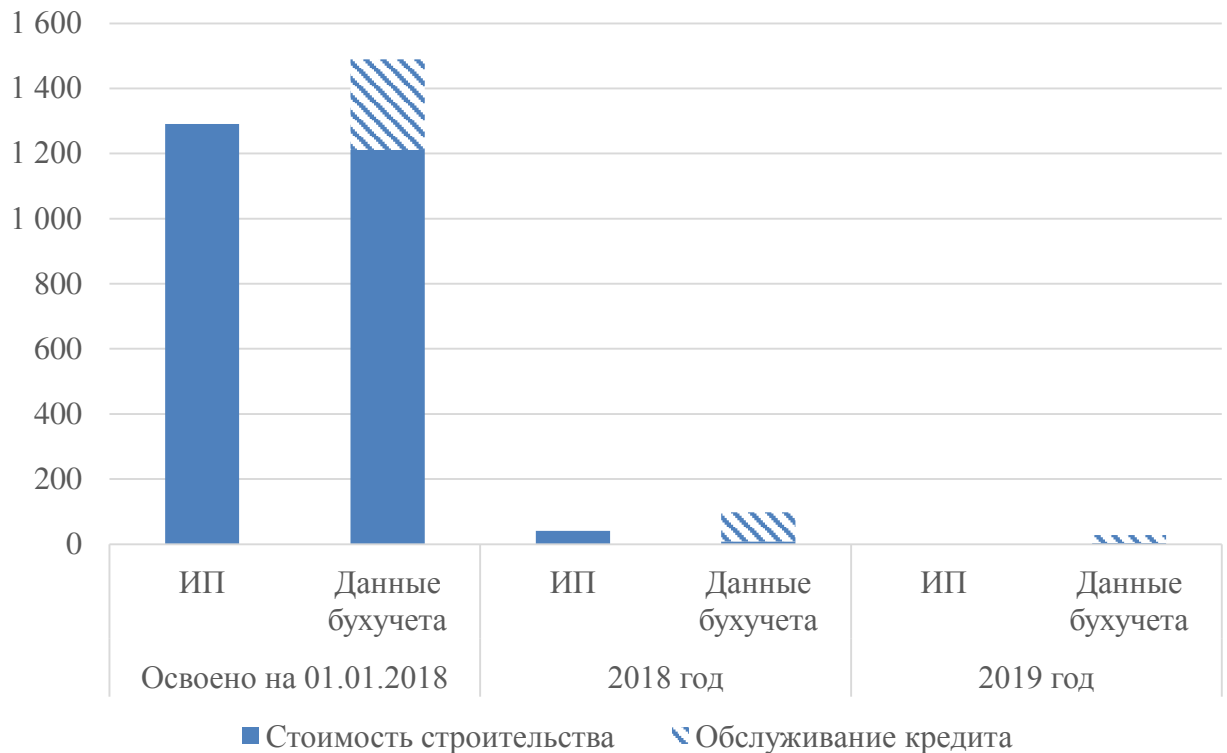


Рисунок 7 – Динамика освоения капитальных вложений с разбивкой по годам, млн. руб. без НДС

При анализе представленной документации выявлено превышение фактического объема освоения капитальных вложений над плановым на 21%.

Отмечается, что за период реализации инвестиционного проекта из сумм финансирования по проекту часть средств направлена на обслуживание кредита в объеме 393,4 млн. руб.

В целом отмечается несоответствие количественных показателей освоения капитальных вложений, заложенных в инвестиционной программе по рассматриваемому инвестиционному проекту, и фактического объема освоения капитальных вложений.

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

Плановый объем принятия основных средств к бухгалтерскому учету по рассматриваемому инвестиционному проекту составляет 1 311,6 млн. руб. без НДС. Динамика принятия основных средств к бухгалтерскому учету по проекту с разбивкой по годам представлена в таблице 27 и на рис. 8.

Таблица 27 – Динамика принятия основных средств к бухгалтерскому учету по проекту с разбивкой по годам, млн. руб. без НДС

Год	Утвержденная инвестиционная программа на 2018-2020 годы (плановые значения)	Фактически принято по данным заказчика (КС-11)
Освоено на 01.01.2018	677,3	677,3
2018 год	634,4	0
2019 год	0	0
2020 год	0	0
Итого	1 311,6	677,3

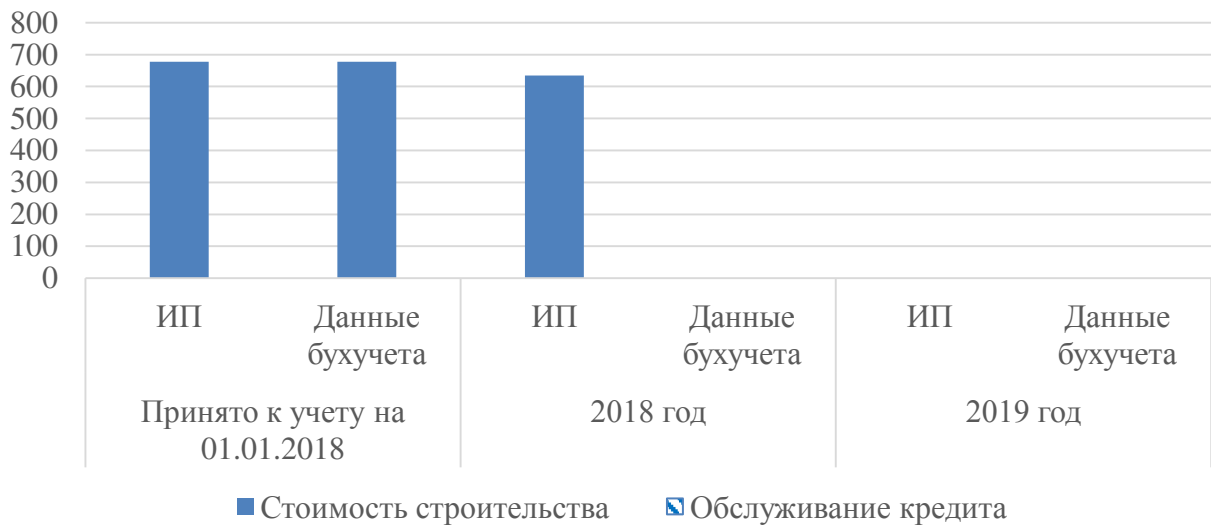


Рисунок 8 – Динамика принятия основных средств к бухгалтерскому учету с разбивкой по годам, млн. руб. без НДС

При анализе представленной документации в 2018 году выявлено невыполнение плана по принятию основных средств к бухгалтерскому учету. С учетом того, что с подрядчиком по договору подряда на строительномонтажные работы №14-16018 от 26.12.2014 документы на выполнение работ оформлялись в 2019 году, причина отклонения в целом является достоверной.

8.15.4 Анализ подтвержденных затрат по инвестиционному проекту

Источниками информации для анализа подтвержденных затрат по инвестиционному проекту являются:

- сводный сметный расчет проектной документации;
- 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);

– учетные документы (КС-2, акты выполненных работ, товарные накладные), представленные заявителем (далее – учетные документы).

По данным справки подтвержденных затрат фактически освоено капитальных вложений в объеме 1 381 713,1 тыс. руб. без НДС.

Строительно-монтажные работы по проекту завершены, что подтверждено заключением о соответствии построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных правовых актов и проектной документации от 18.12.2015 № 12-15/062.

По учетным документам фактически освоено 1 381 719,7 тыс. руб. без НДС с учетом стоимости силовых трансформаторов, переданных на баланс филиала «Пригородные электрические сети» согласно приказа ОАО «Ленэнерго» от 22.12.2011 № 671 и 1 228 507,5 тыс. руб. без НДС без учета их стоимости.

В целом данные, представленные заказчиком в справке подтвержденных затрат, подтверждаются учетными документами.

При постатейном анализе затрат по инвестиционному проекту выявлено следующее:

– отмечается превышение затрат на аренду земельного участка (табл. 28);

– отмечается финансирование затрат, отсутствующих в сметной документации, без учета затрат на обслуживание кредита, в объеме 26,9 млн. руб. без НДС (табл. 29).

Таблица 28 – Работы (затраты), по которым выявлено превышение над сметными расчетами

№ п/п	Работы, затраты	Сметная стоимость, тыс. руб. без НДС	Стоимость по документам, представленным заказчиком (КС-2, акты выполненных работ, товарные накладные и т.п.), тыс. руб. без НДС в ценах соответствующих лет	Превышение, тыс. руб. без НДС
	Аренда земельного участка	9 459,4	16 824,3	7 064,9

Превышение затрат на аренду земельного участка связано:

– с увеличением сроков аренды по договору №04-ЗК03041(И)/10-4243 от 26.07.2010, затраты которого включены в сметные расчеты;

– с включением затрат по договорам аренды земельных участков № 04-ЗК02819/09-270 от 27.04.2009, № 04/ЗКИ-02779 от 02.02.2009 и № 04/ЗКИ-02572 от 29.12.2007, затраты которых не учтены сметными расчетами проектной документации.

Таблица 29 – Работы (затраты), отсутствующие в сметной документации

№ п/п	Работы, затраты	Стоимость, тыс. руб. без НДС
1	Консультационно-экспертное сопровождение на объект недвижимости	180,1
2	Публикации	35,0
3	Межевание и кадастровый учет земельного участка	411,0
4	Хранение оборудования	25 071,8
5	Определение графических координат	10,0
6	Техническая инвентаризация и кадастровые работы	174,7
7	Затраты на охрану объектов строительства	1 040,0
8	Всего	26 922,6

Необходимость финансирования вышеперечисленных затрат не обоснована представленными документами.

Рекомендуется при реализации других инвестиционных проектов предполагаемые расходы подтверждать на стадии получения заключения государственной экспертизы проектной документации.

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

1. Финансирование и освоение капитальных вложений в рамках реализации инвестиционного проекта идет с превышением плановых показателей.

2. Плановые показатели по принятию основных средств к бухгалтерскому учету, определенные утвержденной инвестиционной программой, в рамках реализации инвестиционного проекта не выполнены.

3. Финансирование затрат, не включенных в сметную документацию.

Как показал представленный анализ плановые показатели по проекту, содержащиеся в утвержденной инвестиционной программе, не в полном объеме отражают параметры проекта. Необходимо отметить, что в соответствии с проектом корректировки инвестиционной программы ПАО «Ленэнерго» на 2016 – 2020 годы (размещен 15.07.2019 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет (ссылка URL: <https://minenergo.gov.ru/node/4180/>)) плановые показатели соответствуют параметрам проекта в полном объеме. Показатели подтвержденных затрат по проекту, содержащиеся в учетной документации, документах бухгалтерского учета, за исключением затрат на обслуживание кредита, умеренно расходятся с показателями проектной документации, получившей положительное заключение по проверке достоверности сметной стоимости №78-1-6-0412-14 от 07.11.2014.

С учетом представленных материалов перечисленные в настоящем разделе затраты, без учета затрат на обслуживание кредита, с общей суммой 26,9 млн. руб. без НДС представляются недостаточно обоснованными. Доля данных затрат составляет приблизительно 2% от сметной стоимости проекта.

С учетом того, что строительно-монтажные работы по проекту завершены, риск существенного увеличения затрат по проекту оценивается как минимальный, и выявленные недостаточно обоснованные затраты оцениваются как не критичные для реализации рассматриваемого проекта.

9 Мониторинг на стадии эксплуатации

9.1 Анализ соответствия эксплуатационного режима объекта и установленного на нем оборудования эксплуатационным нормам и правилам, а также требованиям поставщиков оборудования

Исполнитель отмечает, что на момент проведения работ по публичному технологическому и ценовому аудиту инвестиционного проекта ПАО «Ленэнерго» «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)» разрешение на ввод объекта в эксплуатацию получено (№78-04-23-2016 от 13.12.2016).

Исполнитель констатирует, что на момент проведения работ по публичному технологическому и ценовому аудиту объект не эксплуатируется.

Исполнитель делает вывод, что анализ соответствия эксплуатационного режима объекта и установленного на нем оборудования эксплуатационным нормам и правилам, а также требованиям поставщиков оборудования, на данном этапе, выполнить не представляется возможным.

9.2 Анализ инвестиционного проекта с точки зрения соответствия фактических показателей на этапе эксплуатации показателям, заложенным в техническом задании на проектирование

Исполнитель отмечает, что на момент проведения работ по публичному технологическому и ценовому аудиту, объект не эксплуатируется.

Исполнитель делает вывод, что анализ инвестиционного проекта с точки зрения соответствия фактических показателей на этапе эксплуатации показателям, заложенным в техническом задании на проектирование, на данном этапе реализации инвестиционного проекта, выполнить не представляется возможным.

9.3 Анализ соответствия выполненного проекта утвержденной проектной документации

В рамках реализации инвестиционного проекта выполнена разработка проектной документации, получено положительное заключения управления государственной экспертизы Санкт-Петербурга ГАУ «Центр государственной экспертизы» от 15.03.2012 №78-1-4-0202-12 (по проектной документации без сметы и результатам инженерных изысканий на строительство электрической подстанции ПС № 124А с КЛ-110 кВ).

В 2014 году выполнена корректировка проектной документации в следующем объеме:

– внесены изменения в архитектурные и объемно-планировочные решения в части наружной и внутренней отделки здания, представления

разработанных архитектурных деталей (крыльца, козырьки, цоколь и т.п.) и деталей ограждений лестничных маршей, кровли;

– конструктивные и объемно-планировочные решения изменены в том числе разработаны технические решения (узлы, конструкции) ранее отсутствующие. Ранее разработанные конструктивные решения по опорам ЛЭП аннулируются;

– инженерное оборудование, сети инженерно-технического обеспечения, инженерно-технические мероприятия дополнены в следствии изменения установки открытых переходных пунктов, увеличена длина кабельной линии;

– мероприятия по обеспечению пожарной безопасности скорректированы в части решений по устройству системы аэрозольного пожаротушения трансформаторов.

Откорректированная проектная документация получила положительные заключения государственной экспертизы от 21.08.2014 № 78-1-2-0325-14 (измененная проектная документация без сметы на строительство электрической подстанции ПС № 124А с КЛ-110 кВ), от 07.11.2014 № 78-1-6-0412-14 (по проверке достоверности определения сметной стоимости объекта).

Проектная документация и разработанная на ее основе рабочая документация утверждена приказом ОАО «Ленэнерго» от 05.12.2014 № 69.

Строительно-монтажные работы, предусмотренные проектной документацией, завершены, что подтверждается заключением о соответствии построенного, реконструированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов и проектной документации, в том числе требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности объекта капитального строительства приборами учета используемых энергетических ресурсов от 18.12.2015 № 12-15/062.

Однако работы по монтажу вторичного оборудования, на объекте стороннего собственника ТЭЦ-21, вновь образуемой КВЛ 110 кВ и установке необходимо технологического оборудования для организации основного канала связи с использованием ВОК в объеме, предусмотренном проектной и разработанной на ее основе рабочей документации не выполнены.

Исполнитель делает вывод, что реализованный инвестиционный проект в целом соответствует требованиям утвержденной проектной документации.

9.4 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.

Примерами могут служить затраты на обслуживание кредита, затраты на публикации, на хранение оборудования, на охрану объектов строительства и пр.

Анализ целевого расходования средств в ходе строительства приведен в разделах 8.13 и 8.15.4. Рекомендуется уточнить возможность отнесения выявленных отклонений к непредвиденным затратам, предусмотренным сводным сметным расчетом стоимости строительства. При отсутствии обоснования отнесения затрат, отсутствующих в сметной документации, к непредвиденным затратам, требуется подтверждение целесообразности данных затрат.

Проверка соответствия стоимости выполненных работ договорной документации, в связи с некомплектностью журналов учета выполненных работ (КС-6а) и отсутствием сметных расчетов по рабочей документации, проводилось на основе сверки актов о приемки выполненных работ (КС-2), справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3), товарных накладных ТОРГ-12 с показателями проектной документации.

Обобщенные показатели несоответствия со стоимостными показателями сметной документации:

- общее отклонение фактического освоения от сметной стоимости по видам работ и затрат, которые не превышают показателей проектной документации, составляет 59,9 млн. руб. без НДС в ценах 2014;

- общее отклонение фактического освоения от сметной стоимости по видам работ и затрат, которые превышают показатели проектной документации, – 32,1 млн. руб. без НДС.

Результаты проверки представлены в разделе 8.13.

Выявленные отклонения, связанные с проведением строительно-монтажных работ, возможно отнести к непредвиденным затратам, если потребность в них возникла в ходе строительства в результате уточнения проектных решений или условий строительства в отношении выполнения видов работ (объектов строительства), предусмотренных в утвержденном проекте.

Анализ отклонений бюджета от запланированных показателей проводился по следующим направлениям:

- в части объемов финансирования проекта;
- в части объемов освоения капитальных вложений;
- в части объема принятия основных средств к бухгалтерскому учету.

Результаты анализа представлены в разделах 8.15.1-8.15.3.

По результатам анализа отмечается следующее:

- финансирование и освоение капитальных вложений в рамках реализации инвестиционного проекта идет с превышением плановых показателей на 21% по объему финансирования и на 21% по объему освоения капитальных вложений;

– плановые показатели по принятию основных средств к бухгалтерскому учету, определенные утвержденной инвестиционной программой, в рамках реализации инвестиционного проекта не выполнены.

9.5 Анализ соответствия выполненных работ требованиям проектной и разработанной на ее основе рабочей документации

Соответствие построенного объекта требованиям технических регламентов и проектной документации подтверждено заключением о соответствии построенного, реконструированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов и проектной документации от 18.12.2015 № 12-15/062.

Однако работы по монтажу вторичного оборудования, на объекте стороннего собственника ТЭЦ-21, вновь образуемой КВЛ 110 кВ и установке необходимо технологического оборудования для организации основного канала связи с использованием ВОК в объеме, предусмотренном проектной и разработанной на ее основе рабочей документации не выполнены.

Исполнитель делает вывод, что выполненные работы в части строительства КЛ 110 кВ, ПС 110 кВ № 124А соответствуют решениям утвержденной проектной документации с учетом корректировки и разработанной на ее основе рабочей документации за исключением работ, предусмотренных на объекте стороннего собственника.

9.6 Проверка соблюдения регламентов энергоэффективности объекта на этапе завершения строительства в соответствии с требованиями проектной документации

Для проведения проверки соблюдения регламентов энергоэффективности объекта на этапе завершения строительства в соответствии с требованиями проектной документации рассмотрены следующие документы:

1. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов» шифр ЭПИ-124А-11-ОЭЭ.

2. Положительное заключение по проектной документации без сметы и результатам инженерных изысканий на строительство электрической подстанции ПС № 124А с КЛ-110 кВ от 15.03.2012 № 78-1-4-0202-12, выданное СПб ГАУ «ЦГЭ».

3. Положительное заключение по проектной документация без сметы на строительство электрической подстанции ПС № 124А с КЛ-110 кВ. Изменение проектных решений от 21.08.2014 № 78-1-2-0325-14, выданное СПб ГАУ «ЦГЭ».

4. Рабочая документация шифр ЭПИ-124А-11, 057, разработанная ООО «Меридиан».

5. Исполнительная документация по строительству ПС 110 кВ № 124А, разработанная ООО «Меридиан» и ООО «Главэнергосоюз» в 2014-2015 годах.

В результате завершения строительства объекта ООО «Главэнергосоюз» 05.11.2015 в целях оценки соблюдения регламентов энергоэффективности объекта разработан энергетический паспорт здания шифр ЭПИ-124А-11-061-ЭП, согласно которому фактические значения по всем системам (в частности теплозащита, отопление, вентиляция) соответствуют проектным значениям.

Исполнитель делает вывод, что принятые технические и технологические решения соответствуют требованиям энергоэффективности объекта, предусмотренным в проектной документации.

9.7 Анализ экологической эффективности объекта в эксплуатационном режиме

Для предотвращения воздействия на окружающую среду в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» выполнены:

- 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 делает вывод, что принятые технические и технологические решения (строительство подстанции закрытого типа, КЛ 110 кВ) и соблюдение требований в соответствии с разработанным перечнем мероприятий по охране окружающей среды в эксплуатационном режиме соответствуют требованиям экологичности объекта.

Оценить фактические показатели экологической эффективности в эксплуатационном режиме не представляется возможным в связи с тем, что на дату проведения технологического и ценового аудита рассматриваемый объект не передан в эксплуатацию.

10 Заключение

На момент начала реализации инвестиционного проекта основные технические и технологические решения были определены соглашением рег. № 25-с от 01.08.2006 «О взаимодействии Санкт-Петербурга и ОАО РАО «ЕЭС России».

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.

Оптимизация технических решений с учетом стадии реализации инвестиционного проекта не требуется.

Целесообразность реализации инвестиционного объекта, подтверждается планами развития района размещения подстанции.

Правоустанавливающая документация на земельные участки представлена в объеме необходимом и достаточном для реализации проекта.

Исходно-разрешительная документация для проектирования и строительства представлена в целом в объеме необходимом и достаточном для реализации инвестиционного проекта.

Проектная документация без сметы и результатам инженерных изысканий получила положительное заключение управления государственной экспертизы Санкт-Петербурга ГАУ «Центр государственной экспертизы» от 15.03.2012 №78-1-4-0202-12.

Измененная проектная документация без сметы на строительство электрической подстанции ПС №124А с КЛ-110 кВ получила положительное заключение управления государственной экспертизы Санкт-Петербурга ГАУ «Центр государственной экспертизы» от 21.08.2014 №78-1-2-0325-14.

Сметная документация по титулу «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)» получила положительное заключение управления государственной экспертизы Санкт-Петербурга ГАУ «Центр государственной экспертизы» от 07.11.2014 №78-1-6-0412-14.

Проектная документация утверждена приказом ОАО «Ленэнерго» от 05.12.2014 № 69.

Рабочая документация разработана в объеме необходимом и достаточном для реализации инвестиционного проекта, соответствует решениям проектной документации.

Строительно-монтажные работы по КЛ 110 кВ и ПС 110 кВ № 124А выполнены в полном объеме в соответствии с разработанной рабочей документацией, соответствуют требованиям технических регламентов, за исключением выполнения работ на объекте стороннего собственника.

Оформление исполнительной документации выполнено в соответствии с требованиями нормативных документов.

Регламенты выполнения требований энергоэффективности объекта строительства соответствует требованиям проектной документации.

Строительно-монтажные работы завершены, что подтверждено заключением о соответствии построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных правовых актов и проектной документации от 18.12.2015 № 12-15/062.

По объекту получено разрешение на ввод в эксплуатацию от 13.12.2016 № 78-04-23-2016, выданное службой государственного строительного надзора и экспертизы Санкт-Петербурга.

Фактическое состояние инвестиционного проекта – объект не передан в эксплуатацию эксплуатирующей организации.

Основные рекомендации:

– для обеспечения возможности проведения реконструкции, действующей ПС 110 кВ № 124, Заказчику разработать мероприятия по переводу части потребителей с ПС 110 кВ № 124 на сооруженную ПС 110 кВ № 124А;

– для загрузки оборудования на сооруженной ПС 110 кВ №124А до проектных показателей, Заказчику необходимо учесть планы по развитию города в районе размещения подстанции, в том числе утвержденные проекты планировок прилегающих территорий (потенциальная потребность в электроснабжении новых потребителей по утвержденным ППТ в районе сооруженной подстанции составляет 102,0 МВА).

С учетом положительного заключения по проверке достоверности определения сметной стоимости № 78-1-6-0412-14 от 07.11.2014 сметная документация оценивается в целом как соответствующая действующей методологии ценообразования и сметного нормирования.

Полная стоимость инвестиционного проекта не превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ.

Сметная стоимость строительства рассматриваемого проекта превышает средние отраслевые показатели, что обусловлено применением дорогостоящего импортного оборудования КРУЭ. При этом сметная стоимость представляется не превышающей стоимость строительства прямого объекта-аналога, в составе которого присутствует аналогичное оборудование.

Проект характеризуется низкой экономической эффективностью для потребителей.

Возможностей оптимизации стоимостных показателей не выявлено.

В целом оформление первичной учетной документации соответствует действующим нормативно-правовым актам в области учета работ в капитальном строительстве.

При анализе были выявлены факты возможного нецелевого расходования средств: отклонения стоимостных показателей выполнения работ относительно показателей сметной документации, выполнение работ, не предусмотренных сметной документацией. При этом выявленные факты

суммарно в стоимостном выражении не превышают объема непредвиденных затрат, определенных в сводном сметном расчете стоимости строительства объекта капитального строительства. Рекомендуется уточнить возможность отнесения выявленных отклонений к непредвиденным затратам.

В настоящий момент выявленные недостатки по банковским гарантиям обеспечения заключенных с подрядчиками договоров не оказывают критического влияния на рассматриваемый проект. При этом финансирование работ по отдельным договорам выполнялось с возможным риском невозврата сумм аванса.

По результатам анализа плановых показателей инвестиционной программы в части финансирования, освоения капитальных вложений и принятия основных средств к бухгалтерскому учету инвестиционного проекта отмечается:

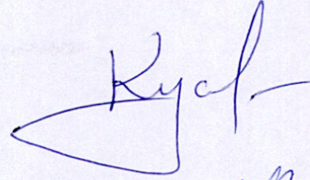
- превышение фактических показателей по финансированию и освоению капитальных вложений над плановыми;
- невыполнение показателя по принятию основных средств к бухгалтерскому учету;
- финансирование затрат, не включенных в сметную документацию.

Анализ плановых показателей инвестиционной программы в части финансирования, освоения капитальных вложений и принятия основных средств к бухгалтерскому учету инвестиционного проекта выявил, что плановые показатели по проекту, содержащиеся в утвержденной инвестиционной программе, не в полном объеме отражают параметры проекта. Необходимо отметить, что в соответствии с проектом корректировки инвестиционной программы ПАО «Ленэнерго» на 2016 – 2020 годы (размещен 15.07.2019 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет (ссылка URL: <https://minenergo.gov.ru/node/4180/>)) плановые показатели соответствуют параметрам проекта в полном объеме. Показатели подтвержденных затрат по проекту, содержащиеся в учетной документации, документах бухгалтерского учета, за исключением затрат на обслуживание кредита, с показателями проектной документации, получившей положительное заключение по проверке достоверности сметной стоимости №78-1-6-0412-14 от 07.11.2014, расходятся умеренно. Выявленные недостаточно обоснованные расходы по проекту, за исключением расходов, которые могут быть отнесены к непредвиденным, и расходов на обслуживание кредита, оцениваются в сумме приблизительно 26,9 млн. руб. Доля данных затрат составляет приблизительно 2% от сметной стоимости проекта. С учетом завершения строительно-монтажных работ по проекту, риск существенного увеличения затрат по проекту оценивается как минимальный, и выявленные недостаточно обоснованные затраты оцениваются как некритичные для реализации рассматриваемого проекта.

Начальник Отдела технологического и
ценового аудита

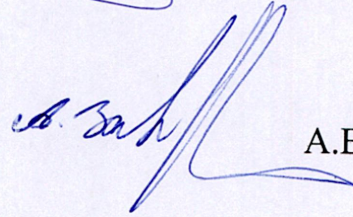
А.Н. Соколов

Государственный эксперт-инженер
Отдела технологического и ценового
аудита



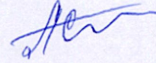
А.А. Купрюхин

Государственный эксперт-инженер
Отдела технологического и ценового
аудита



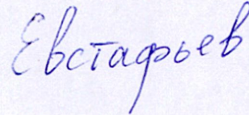
А.В. Завозин

Государственный эксперт-экономист
Отдела технологического и ценового
аудита



А.Г. Саврицкий

Заведующий сектором оценки
экономической эффективности
проектов и обоснованности
инвестиций



А.И. Евстафьев

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



В.Е. Кадуйский

