АО «Янтарьэнерго»

ПАСПОРТ

инвестиционного проекта

«Реконструкция ПС 110/15/10 кВ О-27 "Муромская"»

Оглавление

[1. Общая информация о проекте 3](#_Toc309840739)

[2. Юридический статус объекта инвестиций 5](#_Toc309840740)

[3. Основные технические решения 5](#_Toc309840741)

[4. Инвестиционные затраты 9](#_Toc309840742)

[5. План-график реализации инвестиционного проекта 10](#_Toc309840743)

[6. Маркетинговая информация 10](#_Toc309840744)

[7. Источники финансирования проекта 11](#_Toc309840745)

[8. Показатели операционной деятельности 11](#_Toc309840746)

[9. Показатели экономической эффективности инвестиционного проекта 13](#_Toc309840747)

[10. Анализ рисков и чувствительности проекта 14](#_Toc309840748)

[11. Выводы 15](#_Toc309840749)

# Общая информация о проекте

|  |  |
| --- | --- |
| **Описание инвестиционного проекта** | Инвестиционный проект предполагает реконструкцию ПС 110/15/10 кВ О-27 «Муромская» с заменой 2-х трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА, а также реконструкцию ОРУ 110 кВ, ЗРУ 15 кВ и ЗРУ 10 кВ с заменой оборудования. |
| **Цели реализации ИП** | * обеспечение надежности электроснабжения; * обеспечение качества услуг; * снижение эксплуатационных издержек; * увеличение объема услуг по передаче электрической энергии. |
| **Основание для включения ИП** | * наличие договоров на технологическое присоединение к планируемому к строительству (расширению) объекту; * снятие сетевых ограничений на возможность присоединения к электрическим сетям; * выполнение целевых программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности.   Официальными документами основания для включения ИП в ИПР являются:  Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на период 2014-2019 гг.    Подстанция О-27 «Муромская» введена в эксплуатацию в 1972 году, год выпуска силовых трансформаторов – 1972, 1973. Замена данного оборудования на современное высокотехнологичное оборудование со сниженным регламентом обслуживания позволит: снизить затраты на эксплуатацию, увеличить пропускную способность сети, значительно повысить сетевую надежность объекта, обеспечить соответствие показателей качества электроэнергии в точках общего присоединения требованиям ГОСТ 13109 – 97 (ГК РФ ст. 542) и соответственно минимизировать риски возмещения ущерба за недоотпуск и качество электроэнергии.  Мощность установленных силовых трансформаторов на ПС О-27 «Муромская»: Т1 – 10 МВА; Т2 – 10 МВА. Максимально допустимая нагрузка в режиме N-1 и с учетом резерва по электросетям 6-15 кВ существующих трансформаторов – 10,5 МВА (9,660 МВт). По состоянию на 01/01/2014 максимальная фактическая нагрузка трансформаторов составляет 12,1 МВА (11,132 МВт). Мощность по действующим договорам на технологическое присоединение по состоянию на 01/06/2014 составляет 13,30 МВА (12,236 МВт).  Отказ от реализации проекта при подъеме экономики может привести к дефициту мощности, прежде всего для предприятий сферы промышленности и торговли, отсутствию гарантий надежности энергоснабжения существующих потребителей, отсутствию возможности обеспечить энергоснабжение новых микрорайонов.  Проект реконструкции ПС 110/15/10 кВ О-27 «Муромская» не затрагивает вопросы обеспеченности топливом, а также вопросы выдачи мощности в ЕЭС России. |

# Юридический статус объекта инвестиций

|  |  |
| --- | --- |
| **Сведение об Обществе** | * АО «Янтарьэнерго» * г.Калининград, ул. Театральная 34 * г.Калининград, ул. Театральная 34 * Маковский И.В., тел.576-459 |

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

|  |  |
| --- | --- |
| **Сведения о филиале** | «Западные электрические сети»  г. Калининград, ул. Генерала Озерова, 18  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ тел. 8 (4012) 21-45-93 |

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| **Сведения об объекте инвестиций** | Пос. Муромское |

# Основные технические решения

|  |  |
| --- | --- |
| **Этап реализации проекта** | В 2009 г. завершены проектные работы.  В 2019 г. планируется корректировка ПСД.  В 2020 г. планируется поставка оборудования, выполнение СМР и ПНР в рамках 1-го п.к. с вводом в эксплуатацию 1х16 МВА трансформаторной мощности (трансформатор Т-1).  В 2021 г. планируется поставка оборудования, выполнение СМР и ПНР в рамках 2-го п.к. с вводом в эксплуатацию 1х16 МВА трансформаторной мощности (трансформатор Т-2). |
| Технологические решения | Проектом предусмотрена замена двух существующих трансформаторов 110/15/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформаторы 110/15/10кВ мощностью 16 МВА; реконструкция фундаментов силовых трансформаторов, устройство маслоприемников и маслосборника, полная реконструкция ОРУ-110 кВ с выполнением вновь возводимого ОРУ по схеме 110-5АН на базе блочно-модульной конструкции "Исеть", применением элегазовых выключателей, трансформаторов тока, емкостных трансформаторов напряжения, разъединителей с электродвигательным приводом, нелинейных ограничителей перенапряжения. При реконструкции ОРУ выполняется замена молниеприемников с учетом обеспечения молниезащиты подстанции и защиты вторичных цепей от импульсных помех. Выполняется полная реконструкция контура заземления подстанции, кабельной канализации. Проектом предусмотрена замена ограждения подстанции на бетонное, с устройством охранной сигнализации. Выполнены решения по планировке территории подстанции, дренажу, благоустройству территории. В части реконструкции ЗРУ 10 кВ и ЗРУ 15 кВ выполняется частичная модернизация ячеек, с заменой масляных выключателей на вакуумные, заменой трансформаторов тока, применением микропроцессорных релейных защит. Проектом предусмотрена замена токопроводов 10 кВ, а также ошиновки 15 кВ от силовых трансформаторов до здания ЗРУ.  Проектными решениями предусмотрена реконструкция системы собственных нужд подстанции, с заменой трансформаторов собственных нужд 10/0,23 кВ мощностью 63 кВА на герметичные масляные трансформаторы 10/0,4кВ мощностью 100 кВА и выполнением нового щита собственных нужд на основе Prisma Plus.  Для реконструкции системы оперативного тока выполнена перепланировка помещения связи, с устройством помещения щита постоянного тока и помещения аккумуляторной батареи. Предусмотрена система оперативного постоянного тока 220 В, с применением аккумуляторной батареи емкостью 254 А∙ч с элементами с 20-летним сроком службы, щита постоянного тока с защитой от перенапряжений, взаимно резервирующими зарядно-выпрямительными устройствами Iн=80А с температурной и токовой стабилизацией.  Проектом предусмотрена реконструкция систем отопления, вентиляции, электроосвещения.  Выполняется полная реконструкция релейных защит подстанции с применением защит на микропроцессорных терминалах.  В проекте предусмотрены мероприятия по устройству сетей связи, телемеханики, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, автоматизированной системы управления технологическими процессами нижнего уровня на базе терминалов РЗА, системы регистрации аварийных событий.  Устанавливаемые на подстанции силовые трансформаторы перевозятся с подстанции О-35 "Космодемьянская".  На первом этапе реконструкции предполагается выполнить следующие мероприятия: замену ограждения подстанции, реконструкцию помещения связи, косметический ремонт помещения ОПУ, монтаж систем освещения, отопления, вентиляции и кондиционирования, охранно-пожарной сигнализации, замену ТСН-2, монтаж нового щита собственных нужд 0,4 кВ, монтаж новой системы оперативного постоянного тока 220 В, вывод из работы ВЛ-120 и ячейки Т-2, демонтаж старых панелей №№ 23, 22, 20, 4, 9, 10, 11 в ОПУ, устройство нового маслосборника, демонтаж старого трансформатора Т-2, демонтаж существующей ячейки Т-2 и СВ в ОРУ-110 кВ, монтаж модуля ячейки Т-2 и СВ в ОРУ-110 кВ, реконструкцию фундамента Т-2 с устройством маслоприемника, монтаж нового силового трансформатора Т-2, вынос существующих трасс контрольных кабелей до Т-1, монтаж новой кабельной канализации и прокладка новых контрольных кабелей до ячейки 110 кВ Т-2 и до Т-2, монтаж ошиновки 15 кВ и токопровода 10 кВ, монтаж шкафов релейной защиты ячейки Т-2 в ОПУ, пусконаладочные работы, ввод в работу ВЛ-120 и трансформатора Т-2.  На втором этапе реконструкции предполагается выполнить следующие мероприятия: вывод из работы ВЛ-119, демонтаж силового трансформатора Т-1, демонтаж старых панелей №№ 1-4, 19-12, 27-33 в ОПУ, демонтаж старой системы оперативного постоянного тока 110В, демонтаж существующей ячейки Т-1 в ОРУ-110 кВ, монтаж модуля ячейки Т-1 и ремонтной перемычки в ОРУ-110кВ, реконструкцию фундамента Т-1 с устройством маслоприемника, демонтаж существующих трасс контрольных кабелей до Т-1, монтаж новой кабельной канализации и прокладка новых контрольных кабелей до ячейки 110 кВ Т-1 и до Т-1, монтаж ошиновки 15 кВ и токопровода 10 кВ, монтаж шкафов релейной защиты ячейки Т-1 в ОПУ, пусконаладочные работы, ввод в работу ВЛ-119 и Т-1, монтаж и ввод в работу систем АСКУЭ, АСУТП, РАС, телемеханики и связи, реконструкцию ячеек ЗРУ 15кВ и ЗРУ 10 кВ, пусконаладочные работы, завершение работ по планировке и благоустройству территории подстанции.  АИИС КУЭ ПС 110/15/10 кВ «Муромская» (уровень ИВКЭ) спроектирована на базе системы коммерческого учета автоматизированной типа «АльфаЦентр» (Госреестр РФ №20481-00), разработанной компанией «Эльстер Метроника» г. Москва. В объем работ по созданию АИИС КУЭ входит установка счетчиков электрической энергии Альфа 1800, Альфа 1700 и Альфа 1140 на панелях учета и перенос существующих счетчиков ЕвроАльфа ф. 27-2 и ф. 27-7 (Аэропорт) на панель учета, монтаж оборудования сбора и передачи данных АИИС КУЭ, наладка технических и программных средств коммерческого учета электроэнергии, опытная эксплуатация, промышленная эксплуатация. |
|  |  |

# Инвестиционные затраты

|  |  |
| --- | --- |
| **Определение величины инвестиционных затрат** | В качестве источника определения величины инвестиционных затрат использована проектно-сметная документация, разработанная ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис" в 2009 г. |
| **Обоснование инвестиционных затрат** | В качестве обосновывающего документа к бизнес-плану представлены сводный сметный расчет стоимости строительства, объектные и локальные сметные расчеты (сметы), сметные расчеты на отдельные виды затрат по 1-му и 2-му п.к. |
| **Структура инвестиционных затрат** | Согласно утвержденной проектно-сметной документации инвестиционные затраты по проекту в прогнозных ценах составят 172 635 тыс.руб. без учета НДС. |

**Таблица 1. Структура инвестиционных затрат**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование статьи затрат** | **Ед.изм.** | **Итого** |
| 1. | Инвестиционные затраты | тыс.руб. | 172 635 |
| 1.1 | Проектно-изыскательские работы | тыс.руб. | 9 314 |
| 1.2 | Строительно-монтажные работы | тыс.руб. | 34 532 |
| 1.3 | Оборудование | тыс.руб. | 95 138 |
| 1.4 | Здания и сооружения | тыс.руб. |  |
| 1.5 | Получение разрешительной документации | тыс.руб. |  |
| 1.6 | Пуско-наладочные работы | тыс.руб. |  |
| 1.7 | Прочие | тыс.руб. | 33 651 |
| 2. | Справочно: стоимость оборудования, изготовленного с использованием инновационных технологий | тыс.руб. |  |

|  |  |
| --- | --- |
| **Инвестиционные затраты на период строительства** | Инвестиционные затраты на период реконструкции представлены в таблице 2. |

**Таблица 2. Инвестиционные затраты на период строительства**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование статьи затрат** | **Ед.изм.** | **2009** | **2019** | **2020** | **2021** |
| 1. | Инвестиционные затраты | тыс.руб. | 7 207 | 2 107 | 84590 | 78730 |
| 2. | Справочно: стоимость оборудования, изготовленного с использованием инновационных технологий | тыс.руб. |  |  |  |  |
| 3 | Изменение стоимости основных средств в текущем году, возникающее в результате реализации ИП | тыс.руб. |  |  | 87 042 | 85 583 |

# План-график реализации инвестиционного проекта

|  |  |
| --- | --- |
| **Сроки выполнения проекта** | Год начала реализации проекта – 2009 г.  Год окончания реализации проекта – 2021 г. |
| **График ввода-вывода объектов** | Сроки ввода-вывода трансформаторной мощности представлены в таблице 3.  **Таблица 3. График ввода-вывода электросетевых объектов**   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | **Наименование показателя** | **Ед.изм.** | **2020** | **2021** | | Ввод новой мощности | МВА/км | 1х16 МВА | 1х16 МВА | | Вывод старой мощности | МВА/км | 1х10 МВА | 1х10 МВА | | Прирост (+)/снижение (-) мощности | МВА/км | 6 МВА | 6 МВА | |
| **Укрупненный график реализации проекта** | Укрупненный план-график реализации проекта представлен в таблице 4. |

**Таблица 4. План-график реализации инвестиционного проекта**

| **Наименование работ** | **2009** | **2019** | **2020** | **2021** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Начало реализации проекта |  |  |  |  |
| Проектно-изыскательские работы |  |  |  |  |
| Закупка оборудования |  |  |  |  |
| Поставка оборудования |  |  |  |  |
| Строительные работы |  |  |  |  |
| Монтажные работы |  |  |  |  |
| Пуско-наладочные работы |  |  |  |  |
| Ввод в эксплуатацию |  |  |  |  |

# Маркетинговая информация

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Анализ существующего рынка сбыта в зоне реализации проекта** | Объем полезного отпуска электроэнергии и его ежегодное увеличение гарантировано на весь проектный период эксплуатации подстанции.  По состоянию на 01/01/2014 максимальная фактическая нагрузка трансформаторов составляет 12,1 МВА (11,132 МВт).  Максимально допустимая нагрузка в режиме N-1 и с учетом резерва по электросетям 6-15 кВ устанавливаемых трансформаторов мощностью 16 МВА рассчитывается:    0,92 – cos ϕ; перевод 1 кВА в 1 кВт производится по формуле:  кВА\*cos ϕ = кВт.  Увеличение полезного отпуска электроэнергии предполагается от подключения нагрузки по действующим договорам технологического присоединения и поданным заявкам, увеличения потребляемой мощности существующих потребителей и от перспективного присоединения потребителей в связи с прогнозируемым спросом.  План загрузки подстанции:   |  |  |  | | --- | --- | --- | | Год | 2009 | 2021 | | Загрузка, МВт | 11,132 | 15,456 | |
| **Прогноз рынка сбыта в зоне реализации проекта** | По состоянию на 01/06/2014:  Мощность по действующим договорам на технологическое присоединение по состоянию на составляет 13,30 МВА (12,236 МВт).  В качестве обосновывающего документа к бизнес-плану представлен перечень договоров на технологическое присоединение. |

# Источники финансирования проекта

|  |  |
| --- | --- |
| **Источники финансирования** | Реконструкцию объекта в 2019-2021 гг. планируется осуществить за счет амортизационных отчислений. |

# Показатели операционной деятельности

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| **Тарифы на услуги по передаче электрической энергии и размер платы за присоединение к электрическим сетям** | Тариф на передачу на 2015 год определен на уровне 0,87 руб/кВт.ч (без НДС).  Согласно Прогнозу социально-экономического развития РФ на 2015 год и плановый период 2016-2017 годов (сентябрь 2014 г.) ИПЦ планируется на уровне:  2015 г. – 6,7%, 2016 г. – 4,4%, 2017 г. – 4,3%.  ИПЦ на период 2018-2030 гг. приняты в соответствии с Пояснительной запиской МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ РФ «О прогнозе долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» (ноябрь 2013 г.). |
| **Изменение выручки в результате реализации инвестиционного проекта** | При определении доходной части проекта учитывается изменение выручки за счет реализации проекта. Учитывается выручка от услуг по технологическому присоединению новых потребителей и увеличение выручки за счет деятельности по передаче электрической энергии:   1. Выручка от услуг по технологическому присоединению новых потребителей   В качестве источника финансирования инвестиционного проекта в 2009 г. использована плата за технологическое присоединение в объеме:     1. Выручка за счет деятельности по передаче электрической энергии   Увеличение выручки за счет изменения полезного отпуска представлено в таблице 5:  **Таблица 5. Выручка за счет деятельности по передаче электрической энергии**      *5550 час.* - число часов использования нагрузки в год.  *0,87 руб./кВтч* - тариф на передачу в 2015 году.  *4,324 МВт* – мощность, присоединяемая в 2021 г. |
| **Изменение затрат от операционной деятельности в случае реализации проекта** | Нормативный срок эксплуатации оборудования ПС – 25 лет.  Устанавливаемое на ПС оборудование относится к 7-ой амортизационной группе со сроком полезного использования 20 лет.  Эксплуатационные расходы после реконструкции планируются в размере 100 тыс. руб., затраты на текущий ремонт планируются в сумме 600 тыс. руб. с периодичностью 1 раз в 3 года, проведение капитальных ремонтов планируется 1 раз в 8 лет в сумме 2 000 тыс. руб. в год без НДС в ценах 2014 г.  По налогу на имущество установлены федеральные налоговые льготы. В частности, от уплаты налога освобождаются линии электропередач, а также сооружения, являющихся неотъемлемой частью указанных объектов. Перечень имущества, относящегося к указанным объектам, утверждается Правительством Российской Федерации. Данный перечень утвержден Постановлением Правительства РФ от 30 сентября 2004 г. N 504 "О перечне имущества, относящегося к железнодорожным путям общего пользования, федеральным автомобильным дорогам общего пользования, магистральным трубопроводам, линиям энергопередачи, а также сооружений, являющихся неотъемлемой технологической частью указанных объектов, в отношении которых организации освобождаются от обложения налогом на имущество организаций". |
|  |  |

# Показатели экономической эффективности инвестиционного проекта

Исходные данные для оценки эффективности проекта

Таблица 6

| **Наименование параметра** |  |
| --- | --- |
| **Основные параметры расчета** |  |
| Год начала инвестиционного проекта | 2009 |
| Установленная ставка дисконтирования | 20,5 |
| Нормативный срок службы | 25 |
| **Налоговые ставки** |  |
| - Налог на добавленную стоимость (НДС) | 18 |
| - Налог на прибыль | 20 |
| - Налог на имущество | 2,2 |
| - Отчисления на социальное страхование | 26 |

Согласно сценарным условиям формирования инвестиционных программ ДЗО ОАО «Россети» (письмо ОАО «Россети» № БД/100/110 от 30.01.15 г.) при расчете экономической эффективности ставка дисконтирования должна соответствовать: для компаний группы кредитоспособности «А» - 16,5%, для компаний группы «Б» - 19,5%, для компаний группы «В» - 20,5%.

Показатели экономической эффективности проекта

Таблица 7

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование показателя** |  |
| NPV, чистый дисконтированный доход проекта, тыс. руб. | -23 765 |
| IRR, внутренняя норма доходности, % | 13% |
| Простой срок окупаемости, лет | 19,94 |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | неокуп |
| Индекс доходности | 0,661 |

Показатель «внутренняя норма доходности» ниже 20,5%.

# Анализ рисков и чувствительности проекта

|  |  |
| --- | --- |
| **Анализ рисков и чувствительности проекта** | При оценке чувствительности инвестиционного проекта в качестве факторов, отражающих изменение внешних условий реализации и способных оказать наиболее существенное влияние на эффективность проекта, использованы:   * объем инвестиционных затрат по проекту; * изменение тарифов на услуги по передаче электрической энергии.   Результаты оценки чувствительности инвестиционного проекта представлены в таблице 8. |

**Таблица 8. Изменение показателей экономической эффективности**

Анализ чувствительности проекта (фактор изменения объема инвестиционных затрат)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Отклонения факторов от запланированных показателей** | **Ед. изм.** | **-10%** | **-5%** | **0** | **5%** | **10%** |
| NPV, чистая приведенная стоимость | тыс.руб. |  |  |  |  |  |
| IRR, внутренняя норма доходности | % |  |  |  |  |  |
| Дисконтированный срок окупаемости | лет |  |  |  |  |  |
| Индекс доходности |  |  |  |  |  |  |

Анализ чувствительности проекта (фактор изменения тарифа на услуги по передаче электрической энергии)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Отклонения факторов от запланированных показателей** | **Ед. изм.** | **-10%** | **-5%** | **0** | **5%** | **10%** |
| NPV, чистая приведенная стоимость | тыс.руб. |  |  |  |  |  |
| IRR, внутренняя норма доходности | % |  |  |  |  |  |
| Дисконтированный срок окупаемости | лет |  |  |  |  |  |
| Индекс доходности |  |  |  |  |  |  |

Наиболее значительно на экономических показателях проекта скажется изменение тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

# Выводы

Реализация инвестиционного проекта позволит обеспечить:

- выполнение мероприятий по технологическому присоединению к электрическим сетям новых потребителей;

- перспективное развитие электрохозяйства Зеленоградского р-на;

- уменьшение рисков работы электротехнического оборудования в недопустимых режимах.

Инвестиционный проект имеет также социальное значение, т.к. он обеспечивает создание новых рабочих мест (при создании новых и расширении имеющихся промышленных и торговых предприятий) и улучшает условия жизни населения за счет стабильного электроснабжения.