ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

# СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ НА 2025–2030 ГОДЫ

## ЭНЕРГОСИСТЕМА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ, ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО И ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНЫХ ОКРУГОВ

КНИГА 3

## ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ ..... 7
1 Описание энергосистемы ..... 9
1.1 Основные внешние электрические связи ..... 10
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии ..... 10
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей ..... 11
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период ..... 12
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период ..... 12
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде ..... 15
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России ..... 17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) ..... 17
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций ..... 17
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России ..... 17
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше ..... 17
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям ..... 21
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы ..... 22
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности ..... 22
3.2 Прогноз потребления электрической энергии ..... 25
3.3 Прогноз потребления мощности ..... 26

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования ..... 28
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы ..... 30
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше ..... 30
4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Ямало-Ненецкого автономного округа ..... 30
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России ..... 33
4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям ..... 35
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети ..... 36
5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для Северного энергорайона ..... 36
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию ..... 46
7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети ..... 47
7.1 Основные подходы ..... 47
7.2 Исходные допущения ..... 48
7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства ..... 51
7.3 Результаты оценки тарифных последствий ..... 52
7.4 Оценка чувствительности экономических условий ..... 53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ..... 56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ..... 57
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации ..... 59
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также

обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии..... 61

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

| | | |
|---|---|---|
| БСК | – | батарея статических конденсаторов |
| В | – | выключатель |
| ВЛ | – | воздушная линия электропередачи |
| ГАО | – | график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) |
| ГПЗ | – | газоперерабатывающий завод |
| ГРЭС | – | государственная районная электростанция |
| ГТУ | – | газотурбинная установка |
| ГТЭС | – | газотурбинная электростанция |
| ЕНЭС | – | Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть |
| ЕЭС | – | Единая энергетическая система |
| КВЛ | – | кабельно-воздушная линия электропередачи |
| КОМ | – | конкурентный отбор мощности |
| КОМ НГО | – | конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов |
| КРУЭ | – | комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией |
| КС | – | контролируемое сечение |
| КЭС | – | конденсационная электростанция |
| ЛЭП | – | линия электропередачи |
| МДП | – | максимально допустимый переток активной мощности |
| Минэкономразвития России | – | Министерство экономического развития Российской Федерации |
| Минэнерго России | – | Министерство энергетики Российской Федерации |
| МП | – | муниципальное предприятие |
| МСК | – | московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3 |
| МУП | – | муниципальное унитарное предприятие |
| НВВ | – | необходимая валовая выручка |
| НДС | – | налог на добавленную стоимость |
| НПС | – | нефтеперекачивающая станция |
| ОРУ | – | открытое распределительное устройство |
| ПА | – | противоаварийная автоматика |
| ПВВ | – | прогнозная валовая выручка |
| ПГУ | – | парогазовая установка |
| ПМЭС | – | предприятие магистральных электрических сетей |
| ПС | – | (электрическая) подстанция |
| ПСУ | – | паросиловая установка |
| ПЭС | – | приливная электростанция |
| РДУ | – | диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление |

| | | |
|---|---|---|
| РУ | – | (электрическое) распределительное устройство |
| СО ЕЭС | – | Системный оператор Единой энергетической системы |
| Средний единый (котловой) тариф | – | средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены |
| Т | – | трансформатор |
| ТГ | – | турбогенератор |
| ТНВ | – | температура наружного воздуха |
| ТП | – | технологическое присоединение |
| ТСО | – | территориальная сетевая организация |
| ТЭС | – | тепловая электростанция |
| УНЦ | – | укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства |
| ШР | – | шунтирующий реактор |

# ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на 2025–2030 годы» состоит из трех книг:

– книга 1 «Тюменская область»;

– книга 2 «Ханты-Мансийский автономный округ – Югра»;

– книга 3 «Ямало-Ненецкий автономный округ».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики по Ямало-Ненецкому автономному округу энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ямало-Ненецкого автономного округа на период до 2030 года, в том числе:

– мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

– перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

– мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

– перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

## 1 Описание энергосистемы

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ и обслуживает территорию трех субъектов Российской Федерации – Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территориях Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиалы ПАО «Россети» – Южное ПМЭС, Центральное ПМЭС, Восточное ПМЭС и Ямало-Ненецкое ПМЭС – предприятия, осуществляющие функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территориях Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– АО «Россети Тюмень» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территориях Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тюменской области;

– структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Свердловская дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территориях Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– ПАО «Сургутнефтегаз» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «РН-Юганскнефтегаз» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «Горэлектросеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «ЮРЭСК» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «МегионЭнергоНефть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «Сургутские городские электрические сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «ЮТЭК-РС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– МУП «СРЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– МП «ХМГЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов связана с энергосистемами:

– Свердловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

– Курганской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;

– Омской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Омское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

| Наименование потребителя | Максимальное потребление мощности, МВт |
|---|---|
| Более 100 МВт | |
| АО «Газпромнефть-ННГ» | 415,0 |
| Более 50 МВт | |
| Филиал АО «СибурТюменьГаз»-«Губкинский ГПЗ» | 87,0 |
| район г. Салехард АО «Салехардэнерго» | 74,0 |
| ООО «РН-Пурнефтегаз» | 67,0 |
| ООО «Газпром добыча Ямбург»[1)] | 51,0 |
| Более 10 МВт | |
| Муравленковский ГПЗ-филиал АО «СибурТюменьГаз» | 40,0 |
| ООО «Газпром добыча Уренгой»[1)] | 32,0 |
| АО «Транснефть-Сибирь» | 28,0 |
| ООО «Харампурнефтегаз» | 28,0 |
| Филиал АО «СибурТюменьГаз»-«Вынгапуровский ГПЗ»[1)] | 28,0 |

Примечание – [1)] С учетом нагрузки покрываемой собственной генерацией.

### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, на 01.01.2024 составила 1066,7 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, доля ТЭС составляет 100 %.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, МВт

| Наименование | На 01.01.2023 | Изменение мощности | | | | На 01.01.2024 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Ввод | Вывод из эксплуатации | Перемар-кировка | Прочие изменения | |
| Всего | 1066,7 | – | – | – | – | 1066,7 |
| ТЭС | 1066,7 | – | – | – | – | 1066,7 |

### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в 2023 году составило 4684,1 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

| Наименование | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---|---|---|---|---|
| Производство электрической энергии | 5663,6 | 5393,6 | 5535,2 | 5662,9 | 4684,1 |
| ТЭС | 5663,6 | 5393,6 | 5535,2 | 5662,9 | 4684,1 |

### 1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу

| Наименование показателя | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---|---|---|---|---|
| *Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов* | | | | | |
| Потребление электрической энергии, млн кВт·ч | 93596 | 86098 | 89909 | 92850 | 92166 |
| Годовой темп прироста, % | 1,26 | -8,01 | 4,43 | 3,27 | -0,74 |
| Максимум потребления мощности, МВт | 12291 | 12303 | 12257 | 12507 | 12830 |
| Годовой темп прироста, % | -0,30 | 0,10 | -0,37 | 2,04 | 2,58 |
| Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год | 7615 | 6998 | 7335 | 7424 | 7184 |
| Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм | 06.02 08:00 | 31.01 08:00 | 30.12 15:00 | 30.12 16:00 | 12.12 16:00 |
| Среднесуточная ТНВ, °С | -35,3 | -25,8 | -26,5 | -30,3 | -32,1 |
| *Ямало-Ненецкий автономный округ* | | | | | |
| Потребление электрической энергии, млн кВт·ч | 9936 | 9356 | 9990 | 9821 | 9960 |
| Годовой темп прироста, % | 3,51 | -5,84 | 6,78 | -1,69 | 1,42 |

| Наименование показателя | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---|---|---|---|---|
| Доля потребления электрической энергии Ямало-Ненецкого автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, % | 10,6 | 10,9 | 11,1 | 10,6 | 10,8 |
| Потребление мощности (совмещенное) Ямало-Ненецкого автономного округа на час прохождения максимума энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, МВт | 1385 | 1285 | 1376 | 1416 | 1426 |
| Годовой темп прироста, % | 1,02 | -7,22 | 7,08 | 2,91 | 0,71 |
| Доля потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, % | 11,3 | 10,4 | 11,2 | 11,3 | 11,1 |
| Число часов использования потребления мощности, ч/год | 7174 | 7281 | 7260 | 6936 | 6985 |

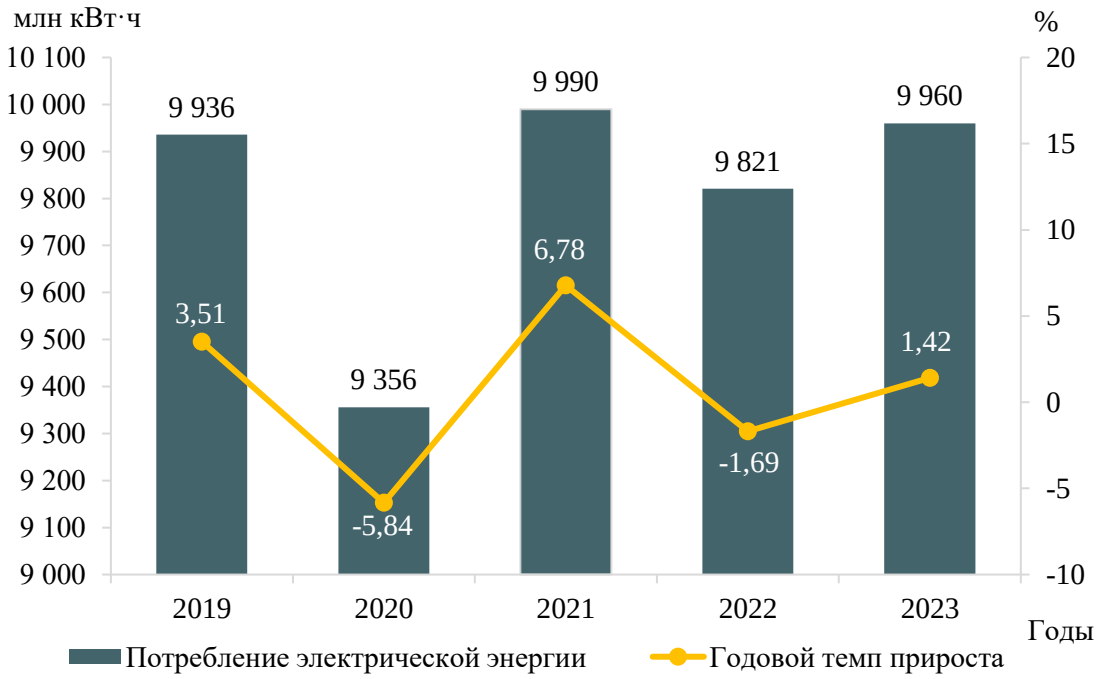



Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста

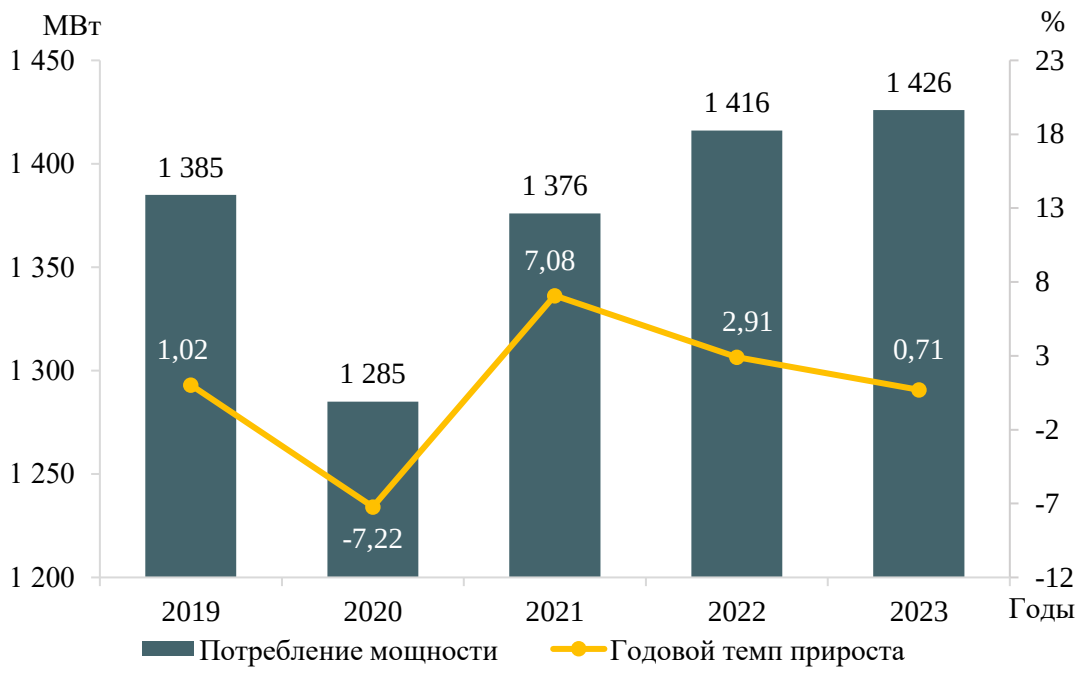



Рисунок 2 – Потребление мощности Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизилось на 263 млн кВт·ч и составило в 2023 году 92166 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,06 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,43 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и имело отрицательное значение 8,01 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов вырос на 502 МВт и составил 12830 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,80 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы зафиксирован в 2023 году и составил 2,58 %; наибольшее снижение мощности составило 0,37 % в 2021 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов был зафиксирован в 2023 году в размере 12830 МВт.

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов характеризуется самым плотным годовым графиком максимального потребления мощности из всех энергосистем РФ – более 7600 ч/год.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа увеличилось на 361 млн кВт·ч и составило 9960 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,74 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,78 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 5,84 %.

Доля Ямало-Ненецкого автономного округа в потреблении электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов незначительно повысилась с 10,6 % в 2019 году до 10,8 % в 2023 году (или на 0,2 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа вырос на 55 МВт и составил 1426 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,79 %.

Наибольший годовой прирост мощности Ямало-Ненецкого автономного округа зафиксирован в 2021 году и составил 7,08 %; наибольшее снижение мощности составило 7,22 % в 2020 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа был зафиксирован в 2016 году в размере 1555 МВт.

Доля Ямало-Ненецкого автономного округа в максимальном потреблении мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за последние годы практически не изменилась и составляет примерно 11,0 %.

Годовой режим Ямало-Ненецкого автономного округа является менее плотным по сравнению с энергосистемой в целом.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Ямало-Ненецкого автономного округа обуславливалась следующими факторами:

– разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;

– введением ограничений, направленных на недопущение распространения *COVID*-2019 в 2020 году и их послаблением в 2021 году;

– разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями по добыче полезных топливно-энергетических ископаемых.

### 1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ямало-Ненецкого автономного округа приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ямало-Ненецкого автономного округа приведен в таблице 6.

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

| № п/п | Класс напряжения | Наименование мероприятия | Принадлежность | Год | Параметры |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 110 кВ | Строительство новой ВЛ 110 кВ Лимбя-Яха – НПС Уренгойская I цепь | АО «Россети Тюмень» | 2019 | 67,71 км |
| 2 | 110 кВ | Строительство новой ВЛ 110 кВ Лимбя-Яха – НПС Уренгойская II цепь | АО «Россети Тюмень» | 2019 | 67,4 км |
| 3 | 110 кВ | Строительство новой ВЛ 110 кВ Северный – ГДН I цепь | АО «Россети Тюмень» | 2019 | 45,29 км |
| 4 | 110 кВ | Строительство новой ВЛ 110 кВ Северный – ГДН II цепь | АО «Россети Тюмень» | 2019 | 48 км |

| № п/п | Класс напряжения | Наименование мероприятия | Принадлежность | Год | Параметры |
|---|---|---|---|---|---|
| 5 | 220 кВ | Строительство новой КВЛ 220 кВ Ермак – Славянская №1 | ПАО «Россети» | 2019 | 141,56 км |
| 6 | 220 кВ | Строительство новой КВЛ 220 кВ Ермак – Славянская №2 | ПАО «Россети» | 2019 | 141,85 км |
| 7 | 110 кВ | Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Роспан от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха II цепь с отпайками | АО «Россети Тюмень» | 2021 | 8,76 км |
| 8 | 110 кВ | Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Роспан от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха I цепь с отпайками | АО «Россети Тюмень» | 2022 | 8,911 км |

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

| № п/п | Класс напряжения | Наименование мероприятия | Принадлежность | Год | Параметры |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 110 кВ | Строительство ПС 110 кВ ГДН | АО «Россети Тюмень» | 2019 | 2×40 МВА |
| 2 | 110 кВ | Строительство ПС 110 кВ НПС Уренгойская | ПАО «Газпром» | 2019 | 2×40 МВА |
| 3 | 110 кВ | Строительство ПС 110 кВ ПСП | ПАО «Газпром» | 2019 | 2×16 МВА |
| 4 | 220 кВ | Строительство ПС 220 кВ Славянская | ПАО «Россети» | 2019 | 2×25 МВА |
| 5 | 110 кВ | Замена трансформатора на ПС 110 кВ Приозерная | АО «Россети Тюмень» | 2021 | 25 МВА |
| 6 | 110 кВ | Строительство ПС 110 кВ Роспан | АО «Россети Тюмень» | 2021 | 2×10 МВА |
| 7 | 110 кВ | Установка БСК на ПС 500 кВ Муравленковская | ПАО «Россети» | 2021 | 2×25 Мвар |

## 2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

### 2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Ямало-Ненецкого автономного округа отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

### 2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

Предложения сетевых организаций по развитию электрических сетей 110 кВ на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, направленные на исключение рисков ввода ГАО, и по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

### 2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Северного энергорайона энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов объединенной энергетической системы Урала (далее – Северный энергорайон) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) на период 2025–2030 годов.

Электроснабжение Северного энергорайона энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов осуществляется от электрических станций, расположенных на территории Северного энергорайона, а также за счет пропускной способности электрической сети по КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием). Через электрические сети Северного энергорайона осуществляется электроснабжение Ванкорского энергорайона энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва по КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор I и II цепь в тупиковом режиме.

Северный энергорайон ограничен следующими элементами сети:

– ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым;

– ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале;

– ВЛ 110 кВ Сорум – Верхнеказымская.

Установленная мощность существующих генерирующих объектов Северного энергорайона составляет 938,1 МВт. Наиболее крупными генерирующими объектами являются:

– Уренгойская ГРЭС ($P_{уст}$ = 529,7 МВт);

– Ямбургская ГТЭС ($P_{уст}$ = 106 МВт);

– УГТЭС-72 ($P_{уст}$ = 72 МВт);

– Новоуренгойская ГТЭС ($P_{уст}$ = 120 МВт).

В соответствии с информацией, полученной от собственника (письмо ООО «Газпром НГХК» от 02.05.2023 № 02/28-00756) в рассматриваемый период не планируется запуск производственного процесса НГХК, в период до 2030 года Генерирующее оборудование Новоуренгойской ГТЭС ($P_{уст}$ = 120 МВт) законсервировано.

Основными потребителями электрической энергии Северного энергорайона являются предприятия нефтегазовой промышленности (добыча, переработка, транспортировка), железнодорожные перевозки и коммунально-бытовой сектор. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий надежности электроснабжения.

Переток мощности в Северный энергорайон осуществляется по ВЛ 220 кВ, входящим в КС. В состав КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) входят следующие ВЛ:

– ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале;

– ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым.

Замер активной мощности по ВЛ 220 кВ осуществляется:

– с шин 220 кВ ПС 500 кВ Тарко-Сале;

– с шин 220 кВ ПС 500 кВ Муравленковская.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тарко-Сале.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ ПС 500 кВ Муравленковская.

В режимно-балансовых условиях для зимнего максимума потребления мощности – для ТНВ -47 °С (наиболее холодная пятидневка с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения) выявлено превышение балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в единичной ремонтной схеме с отключенным Блоком 1 Уренгойской ГРЭС.

В режимно-балансовых условиях для зимнего максимума потребления мощности – для ТНВ 0 °С (указанной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1]), летнего максимума потребления мощности – для ТНВ +16 °С (наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения) и ТНВ +25 °С (теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С) превышение балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в единичных ремонтных схемах не выявлено.

Баланс мощности Северного энергорайона зимнего максимума потребления при ТНВ -47 °С для 2025–2030 годов представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Баланс мощности Северного энергорайона для зимних максимальных нагрузок при ТНВ -47 °С, МВт

| Наименование | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г | 2030 г |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Потребление мощности за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием), в том числе: | 696,8 | 880,7 | 901,6 | 927,5 | 927,5 | 928,5 |
| Прогнозируемое потребление мощности в Северном энергорайоне | 633,0 | 796,0 | 800,0 | 801,0 | 801,0 | 802,0 |
| Переток мощности в Ванкорский энергорайон | 63,8 | 84,7 | 101,6 | 126,5 | 126,5 | 126,5 |
| Располагаемая мощность электростанций Северного энергорайона, в том числе: | 799,4 | 799,4 | 799,4 | 799,4 | 799,4 | 799,4 |
| Уренгойская ГРЭС (Блок 1) | 505,7 | 505,7 | 505,7 | 505,7 | 505,7 | 505,7 |
| Уренгойская ГРЭС ТГ-1,2 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 |
| ПЭС «Надым» | 22,5 | 22,5 | 22,5 | 22,5 | 22,5 | 22,5 |
| ПЭС «Уренгой» | 66,0 | 66,0 | 66,0 | 66,0 | 66,0 | 66,0 |
| Ямбургская ГТЭС | 99,0 | 99,0 | 99,0 | 99,0 | 99,0 | 99,0 |
| ГТЭС «Харвутинская» | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| ГТЭС «Песцовая» | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| ГТЭС Юрхаровского НГКМ | 6,8 | 6,8 | 6,8 | 6,8 | 6,8 | 6,8 |
| Новоуренгойская ГТЭС | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ГТЭС «Обдорск» | 39,4 | 39,4 | 39,4 | 39,4 | 39,4 | 39,4 |
| ТЭС «Салехард» | 14,0 | 14,0 | 14,0 | 14,0 | 14,0 | 14,0 |
| Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (при полной загрузке электростанций) *(Дефицит (-)/избыток (+))* | -102,6 | 81,3 | 102,2 | 128,1 | 128,1 | 129,1 |
| Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (с отключенным Блоком 1 Уренгойской ГРЭС) *(Дефицит (-)/избыток (+))* | 403,1 | 587 | 607,9 | 633,8 | 633,8 | 634,8 |
| МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) | 470 | 580 | 580 | 580 | 580 | 580 |
| Превышение («+») балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме с отключенным Блоком 1 Уренгойской ГРЭС | нет | 7 | 27,9 | 53,8 | 53,8 | 54,8 |

Анализ баланса мощности Северного энергорайона показывает, что с 2026 по 2030 год возникает превышение балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в единичной ремонтной схеме Блока 1 Уренгойской ГРЭС от 7 МВт в 2026 году до 54,8 МВт в 2030 году.

В целях ликвидации превышения балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) рассмотрены следующие варианты технических решений:

Вариант № 1 «Генерирующий».

Строительство генерирующих мощностей в объеме не менее 54,8 МВт к 2030 году.

Удельная стоимость сооружения генерации на базе ПСУ-КЭС (газ) в ценах 4 кв. 2024 года равна 198,4 млн руб. за МВт.

При увеличении потребления за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) потребуется дополнительный ввод генерации. Резерв пропускной способности КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) отсутствует.

Вариант № 2 «Сетевой (1)».

Увеличение пропускной способности КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием):

– строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км;

– реконструкция ПС 220 кВ Исконная для подключения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная;

– реконструкция КРУЭ-220 кВ ПС 220 кВ Арсенал с приведением схемы КРУЭ-220 кВ № 220-5Н к схеме № 220-9.

Сооружение ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная позволяет увеличить МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) до 683 МВт и обеспечивает потребление Северного энергорайона без превышения балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием). Запас по пропускной способности КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) составит не менее 48,2 МВт.

Вариант № 3 «Сетевой (2)».

Увеличение пропускной способности КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием):

– расширение ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Тарко-Сале для подключения ВЛ 500 кВ Тарко-Сале – Исконная на две ячейки;

– строительство захода ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале на ПС 220 кВ Исконная ориентировочной протяженностью 7 км в габаритах 500 кВ;

– реконструкция ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – Исконная с переводом на напряжение 500 кВ ориентировочной протяженностью 260 км;

– строительство ОРУ 500 кВ ПС 220 кВ Исконная с установкой одного автотрансформатора мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА и шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар (три однофазных реактора мощностью 60 Мвар каждый) с резервной фазой мощностью 60 Мвар;

– реконструкция ПС 220 кВ Исконная для подключения 1АТГ ПС 220 кВ Исконная;

– расширение ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Муравленковская для подключения ВЛ 500 кВ Муравленковская – Надым на одну ячейку;

– реконструкция ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым с переводом на напряжение 500 кВ протяженностью 185,32 км;

– строительство ОРУ 500 кВ ПС 220 кВ Надым с установкой одного автотрансформатора мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА и шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар (три однофазных реактора мощностью 60 Мвар каждый) с резервной фазой мощностью 60 Мвар.

Перевод на проектное напряжение 500 кВ существующих ВЛ 220 кВ позволяет увеличить МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) до 827 МВт и обеспечивает потребление Северного энергорайона без превышения балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием). Запас по пропускной способности КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) составит не менее 48,2 МВт.

По результатам технико-экономического сравнения, приведенного в 5.1, к реализации рекомендуется вариант № 2 «Сетевой (1)», который предполагает выполнение следующих мероприятий:

– строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км;

– реконструкция ПС 220 кВ Исконная для подключения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная;

– реконструкция КРУЭ-220 кВ ПС 220 кВ Арсенал с приведением схемы КРУЭ-220 кВ № 220-5Н к схеме № 220-9.

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

## 3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

### 3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 8 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 8 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

| № п/п | Наименование инвестиционного проекта | Наименование заявителя | Ранее присоединенная мощность, МВт | Увеличение/ ввод новой мощности, МВт | Напряжение, кВ | Год ввода | Центр питания |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Более 100 МВт | | | | | | | |
| 1 | Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый | АО «Тюменнефтегаз» | 0,0 | 120,0 | 220 | 2026 | ПС 220 кВ Ермак |
| Более 50 МВт | | | | | | | |
| 2 | Строительство ПС 110 кВ Северо-Комсомольская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый | ООО «СКН» | 0,0 | 60,0 | 110 | 2024 | ПС 220 кВ Арсенал |
| 3 | Строительство ПС 110 кВ Русская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый | АО «Тюменнефтегаз» | 0,0 | 60,0 | 110 | 2026 | ПС 220 кВ Ермак |
| Более 10 МВт | | | | | | | |
| 4 | Строительство ПС 110 кВ Шакуровская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый | НО «Фонда жилищного строительства Ямало-Ненецкого Автономного округа» | 0,0 | 31,33 | 6 | 2024 | ПС 110 кВ Шакуровская (к ПС 220 кВ Салехард) |

| № п/п | Наименование инвестиционного проекта | Наименование заявителя | Ранее присоединенная мощность, МВт | Увеличение/ ввод новой мощности, МВт | Напряжение, кВ | Год ввода | Центр питания |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5 | Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый | АО «Тюменнефтегаз» | 0,0 | 14,0 | 110 | 2024 | ПС 220 кВ Ермак |

## 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу на период 2025–2030 годов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу

| Наименование показателя | 2024 г. оценка | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов* | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии, млн кВт·ч | 90655 | 96911 | 98794 | 100564 | 102250 | 102779 | 103210 |
| Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч | – | 6256 | 1883 | 1770 | 1686 | 529 | 431 |
| Годовой темп прироста, % | – | 6,90 | 1,94 | 1,79 | 1,68 | 0,52 | 0,42 |
| *Ямало-Ненецкий автономный округ* | | | | | | | |
| Потребление электрической энергии, млн кВт·ч | 10245 | 11286 | 12146 | 12670 | 13206 | 13385 | 13496 |
| Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч | – | 1041 | 860 | 524 | 536 | 179 | 111 |
| Годовой темп прироста, % | – | 10,16 | 7,62 | 4,31 | 4,23 | 1,36 | 0,83 |
| Доля потребления электрической энергии Ямало-Ненецкого автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, % | 11,3 | 11,6 | 12,3 | 12,6 | 12,9 | 13,0 | 13,1 |

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется на уровне 103210 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,63 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2025 году и составит 6256 млн кВт·ч или 6,90 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 431 млн кВт·ч или 0,42 %.

Потребление электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа прогнозируется на уровне 13496 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 4,44 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии Ямало-Ненецкого автономного округа прогнозируется в 2025 году и составит 1041 млн кВт·ч или 10,16 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 111 млн кВт·ч или 0,83 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 8.

Изменение динамики потребления электрической энергии Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.

Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа обусловлена следующими основными факторами:

– развитием действующих и вводом новых месторождений нефти и природного газа.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности на территории Ямало-Ненецкого автономного округа энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ямало-Ненецкому автономному округу

| Наименование показателя | 2024 г. оценка | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов* | | | | | | | |
| Максимум потребления мощности, МВт | 12758 | 13359 | 13516 | 13703 | 13887 | 13909 | 13946 |
| Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт | – | 601 | 157 | 187 | 184 | 22 | 37 |
| Годовой темп прироста, % | – | 4,71 | 1,18 | 1,38 | 1,34 | 0,16 | 0,27 |
| Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год | 7106 | 7254 | 7309 | 7339 | 7363 | 7389 | 7401 |
| *Ямало-Ненецкий автономный округ* | | | | | | | |
| Максимум потребления мощности, МВт | 1542 | 1688 | 1806 | 1847 | 1898 | 1917 | 1928 |
| Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт | 1526 | 1554 | 1663 | 1696 | 1749 | 1768 | 1778 |
| Абсолютный прирост потребления мощности, МВт | – | 146 | 118 | 41 | 51 | 19 | 11 |
| Годовой темп прироста, % | – | 9,47 | 6,99 | 2,27 | 2,76 | 1,00 | 0,57 |
| Доля потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, % | 12,0 | 11,6 | 12,3 | 12,4 | 12,6 | 12,7 | 12,7 |
| Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год | 6644 | 6686 | 6725 | 6860 | 6958 | 6982 | 7000 |

Максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2030 году прогнозируется на уровне 13946 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,20 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2025 году и составит 601 МВт или 4,71 %; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2029 году и составит 22 МВт или 0,16 %.

Энергосистема является самой плотной по годовому режиму электропотребления в стране и к 2030 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7401ч/год.

Максимум потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа к 2030 году прогнозируется на уровне 1928 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,81 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется 2025 году и составит 146 МВт или 9,47 %, что обусловлено вводом объектов по добыче нефти и газа; наименьший прирост мощности составит 11 МВт или 0,57 % в 2030 году.

Годовой режим потребления электрической энергии по Ямало-Ненецкому автономному округу менее плотный, чем в целом по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Число часов использования максимума прогнозируется в 2030 году на уровне 7000 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

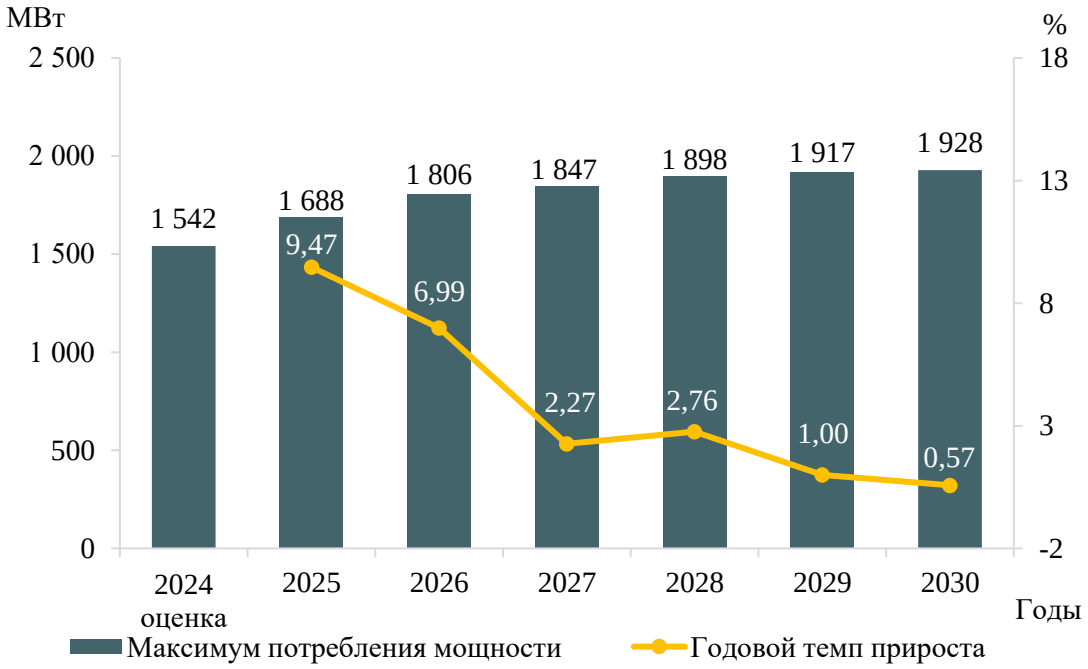



Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа и годовые темпы прироста

### 3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1066,7 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на

территории Ямало-Ненецкого автономного округа, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, представлена в таблице 11. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, представлена на рисунке 5.

Таблица 11 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, МВт

| Наименование | 2024 г. (ожидается, справочно) | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Всего | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 |
| ТЭС | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 | 1066,7 |

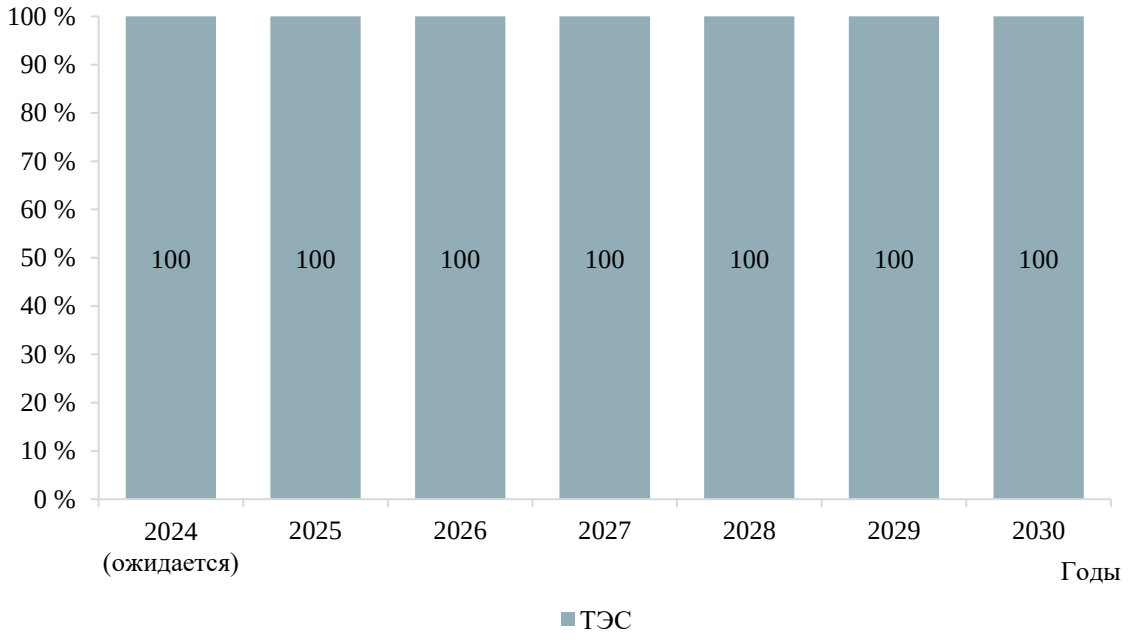



Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

Перечень действующих электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

## 4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

### 4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа не требуются.

### 4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

В таблице 12 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

Таблица 12 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

| № п/п | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Год | | | | | | | | Основание | Наименование заявителя | Ранее присоединенная мощность, МВт | Увеличение/ввод новой мощности, МВт |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024–2030 | | | | |
| 1 | Строительство ПС 110 кВ Шакуровская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый | АО «Россети Тюмень» | 110 | МВА | 2×40 | – | – | – | – | – | – | 80 | Обеспечение технологического присоединения потребителя НО «Фонд жилищного строительства ЯНАО» | НО «Фонд жилищного строительства ЯНАО» | – | 31,3303 |
| | Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Салехард – Северное Сияние-1, 2 цепь до ПС 110 кВ Шакуровская ориентировочной протяженностью 0,225 км и 0,26 км | | 110 | км | 1×0,225<br>1×0,26 | – | – | – | – | – | – | 0,485 | | | | |
| 2 | Строительство ПС 220 кВ Ярудей с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый | АО «Россети Тюмень» | 220 | МВА | – | – | – | 2×6,3 | – | – | – | 12,6 | Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СШХ» | ООО «СШХ» | – | 5,85 |
| | Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Надым – Салехард-№ 1, № 2 до ПС 220 кВ Ярудей ориентировочной протяженностью 0,8135 км и 0,7854 км | | 220 | км | – | – | – | 1×0,8135<br>1×0,785 | – | – | – | 1,5989 | | | | |
| 3 | Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый | АО «Тюменнефте-газ» | 110 | МВА | 2×16 | – | – | – | – | – | – | 32 | Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тюменнефтегаз» | АО «Тюменнефте-газ» | – | 14 |
| | Строительство двух КВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное ориентировочной протяженностью 2,21 км и 2,15 км | | 110 | км | 1×2,21<br>1×2,15 | – | – | – | – | – | – | 4,36 | | | | |
| 4 | Строительство ПС 110 кВ Русская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый | АО «Тюменнефте-газ» | 110 | МВА | – | – | 2×80 | – | – | – | – | 160 | Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тюменнефтегаз» | АО «Тюменнефте-газ» | – | 60 |
| | Строительство двух КВЛ 110 кВ Ермак – Русская (в габаритах 220 кВ) ориентировочной протяженностью 68,697 км каждая | | 110 | км | – | – | 2×68,697 | – | – | – | – | 137,4 | | | | |
| 5 | Строительство КВЛ 220 кВ Ермак – Исконная ориентировочной протяженностью 134,4 км | АО «Тюменнефте-газ» | 220 | км | – | – | 134,4 | – | – | – | – | 134,4 | Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тюменнефтегаз» | АО «Тюменнефте-газ» | – | 120 |
| | Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый | | 220 | МВА | – | – | 2×250 | – | – | – | – | 500 | | | | |
| | Строительство двух КВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява ориентировочной протяженностью 69,655 км каждая (перевод двух КВЛ 110 кВ Ермак – Русская на напряжение 220 кВ с образованием двухцепной КВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява) | | 220 | км | – | – | 2×69,655 | – | – | – | – | 139,31 | | | | |
| | Строительство двух КВЛ 110 кВ Тасу Ява – Русская ориентировочной протяженностью 0,906 км каждая | | 110 | км | – | – | 2×0,906 | – | – | – | – | 1,812 | | | | |
| 6 | Строительство ПС 110 кВ Северо-Комсомольская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый | ООО «СевКомНефте-газ» | 110 | МВА | 2×63 | – | – | – | – | – | – | 126 | Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СевКомНефтегаз» | ООО «СевКомНефте-газ» | – | 60 |

| № п/п | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Год | | | | | | | | Основание | Наименование заявителя | Ранее присоединенная мощность, МВт | Увеличение/ввод новой мощности, МВт |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024–2030 | | | | |
| | Строительство двух ВЛ 110 кВ Арсенал – Северо-Комсомольская ориентировочной протяженностью 119,58 км каждая | | 110 | км | 2× 119,58 | – | – | – | – | – | – | 239,16 | | | | |
| 7 | Строительство ПС 110 кВ Тундровая с двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 10 МВА каждый | ОАО «РЖД» | 110 | МВА | 2×10 | – | – | – | – | – | – | 20 | Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД» | ОАО «РЖД» | – | 4,4 |
| | Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Пангоды – Хасырейская-1,2 цепь до ПС 110 кВ Тундровая ориентировочной протяженностью 8 км каждая | АО «Россети Тюмень» | 110 | км | 2×8 | – | – | – | – | – | – | 16 | | | | |

### 4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

| № п/п | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Необходимый год реализации | | | | | | | | Основание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024–2030 | |
| 1 | Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км | ПАО «Россети» | 220 | км | – | – | 191 | – | – | – | – | 191 | Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений |

### 4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа отсутствуют.

## 5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

### 5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для Северного энергорайона

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

– Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [2].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2024 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [2], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2024 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [4], п. 381 (таблица 14).

Таблица 14 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

| Наименование | Наименование документа-источника данных | Реквизиты документа | Годы | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 2023 | 2024 |
| Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году | Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов | Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.04.2024 | 109,1 | 108,4 |

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [5].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2050 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

– воздушные линии электропередачи – 0,8 %;

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 220 кВ и выше – 4,9 %.

Объем капитальных затрат на сооружение генерирующих объектов укрупненно определен на основании базовых удельных капитальных затрат в соответствии с проектом ценовых параметров КОМ НГО в размере 154 тыс. руб. за кВт установленной мощности в ценах 2023 года. Территориальные условия строительства учтены через дополнительные коэффициенты – коэффициент климатических зон и коэффициент сейсмического влияния, принятые на основании Постановления Правительства РФ № 238 [6].

Капитальные затраты на технологическое присоединение ПСУ-КЭС на Уренгойской ГРЭС к источникам топлива на данном этапе не учитывались.

Постоянные эксплуатационные затраты генерирующих объектов рассчитаны исходя из базовой величины удельных эксплуатационных затрат, определенных в соответствии с проектом ценовых параметров КОМ НГО в размере 2,4 тыс. руб. за кВт установленной мощности в год в ценах 2023 года.

Для перевода в цены 4 квартала 2024 года величина удельных эксплуатационных затрат проиндексирована в соответствии с изменением индекса потребительских цен.

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов ликвидации превышения расчетным перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) приведены в таблице 15.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов ликвидации превышения расчетным перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) приведены в таблице 16.

Расчет дисконтированных затрат по вариантам приведен в таблицах 17–19.

Таблица 15 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов ликвидации превышения расчетным перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием)

| Мероприятие | Субъект РФ | Линии электропередачи | | | Подстанции | | | | | | Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Напряжение, кВ | Количество× цепность× протяженность, км | Марка и сечение провода | Набор напряжений, кВ | Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар) | Схема РУ / ячейка выключателя, шт. | | | | |
| | | | | | | | 500, 220 кВ | 110 кВ | 35 кВ | 10 кВ | |
| Вариант № 1 «Генерирующий» | | | | | | | | | | | |
| Установка генерации на базе ПСУ-КЭС (газ) на Уренгойской ГРЭС не менее 54,8 МВт | ЯНАО | – | – | – | – | – | – | – | – | – | 10872,32 |
| Итого по варианту № 1 | | | | | | | | | | | 10872,32 |
| Вариант № 2 «Сетевой (1)» | | | | | | | | | | | |
| Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км | ЯНАО | 220 | 1×1×191 | АС-240 | – | – | – | – | – | – | 15916,38 |
| Реконструкция ПС 220 кВ Исконная для подключения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная | ЯНАО | – | – | – | 220 | – | 220-9/1 | – | – | – | 227,06 |
| Реконструкция КРУЭ -220 кВ ПС 220 кВ Арсенал с приведением схемы КРУЭ-220 кВ № 220-5Н к схеме № 220 -9 | ЯНАО | – | – | – | 220 | – | 220-9/3 | – | – | – | 966,49 |
| Итого по варианту № 2 | | | | | | | | | | | 17109,93 |
| Вариант № 3 «Сетевой (2)» | | | | | | | | | | | |
| Расширение ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Тарко-Сале для подключения ВЛ 500 кВ Тарко-Сале – Исконная | ЯНАО | – | – | – | 500 | – | 500-15/2 | – | – | – | 1114,16 |
| Строительство захода ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале на ПС 220 кВ Исконная ориентировочной протяженностью 7 км в габаритах 500 кВ | ЯНАО | 500 | 1×1×7 | 3×АС-330 | – | – | – | – | – | – | 979,71 |
| Перевод на проектное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – Исконная ориентировочной протяженностью 260 км | ЯНАО | 500 | 1×1×260 | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Строительство ОРУ 500 кВ ПС 220 (500) кВ Исконная с установкой одного автотрансформатора мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА и установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар | ЯНАО | – | – | – | 500 | 1×3×167<br>1×1×167<br>1×3×60<br>1×1×60 | 500-3Н/2 | – | – | – | 5507,53 |
| Реконструкция ПС 220 (500) кВ Исконная для подключения 1АТГ ПС 220 (500) кВ Исконная | ЯНАО | – | – | – | 220 | – | 220-9Н/1 | – | – | – | 227,06 |
| Расширение ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Муравленковская для подключения ВЛ 500 кВ Муравленковская – Надым | ЯНАО | – | – | – | 500 | – | 500-7/1 | – | – | – | 557,08 |
| Перевод на проектное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым протяженностью 185,32 км | ЯНАО | 500 | 1×1×185,32 | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Строительство ОРУ 500 кВ ПС 220 (500) кВ Надым с установкой одного автотрансформатора мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА и установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар | ЯНАО | – | – | – | 500 | 1×3×167<br>1×1×167<br>1×3×60<br>1×1×60 | 500-3Н/2 | – | – | – | 5566,77 |
| Итого по варианту № 3 | | | | | | | | | | | 13952,31 |

Таблица 16 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

| Наименование | Вариант № 1 | Вариант № 2 | Вариант № 3 |
|---|---|---|---|
| Установленная мощность ГТУ/ПГУ, МВт | 54,8 | – | – |
| Капитальные затраты, млн руб. | 10872,32 | 17109,93 | 13952,31 |
| *То же в %* | *100 %* | *157 %* | *128 %* |
| Расходы по эксплуатации и обслуживанию электросетевых и генерирующих объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб. | 2804,01 | 3716,30 | 12869,90 |
| Суммарные дисконтированные затраты, млн руб. | 8573,13 | 14830,55 | 14575,50 |
| *То же в %* | *100 %* | *163 %* | *160 %* |

Таблица 17 – Расчет дисконтированных затрат варианта № 1 «Генерирующий» в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

| Наименование | Годы строительства и эксплуатации | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Всего за расчетный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| Установленная мощность ГТУ, МВт | 54,8 | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Тип топлива | газ | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Климатический коэффициент, о. е. | 1,3 | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Коэффициент сейсмического влияния, о. е. | 1 | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| *Капитальные вложения в сооружение ГТУ, млн руб. без НДС* | 10872,32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4348,93 | 6523,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| *Годовые эксплуатационные затраты ГТУ (постоянные), млн руб. без НДС* | 2804,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 |
| Удельные эксплуатационные затраты ГТУ (постоянные), руб. без НДС/МВт·год | 2400000 | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Эксплуатационные затраты ГТУ (постоянные), млн руб. без НДС | 2804,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 |
| *Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС* | 13676,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4348,93 | 6523,39 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 | 140,20 |
| Ставка дисконтирования, % | 8,00 | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Коэффициент дисконтирования | – | 1 | 0,93 | 0,86 | 0,79 | 0,74 | 0,68 | 0,63 | 0,58 | 0,54 | 0,50 | 0,46 | 0,43 | 0,40 | 0,37 | 0,34 | 0,32 | 0,29 | 0,27 | 0,25 | 0,23 | 0,21 | 0,20 | 0,18 | 0,17 | 0,16 | 0,15 |
| *Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС* | 8573,13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3196,59 | 4439,71 | 88,35 | 81,81 | 75,75 | 70,14 | 64,94 | 60,13 | 55,68 | 51,55 | 47,73 | 44,20 | 40,92 | 37,89 | 35,08 | 32,49 | 30,08 | 27,85 | 25,79 | 23,88 | 22,11 | 20,47 |

Таблица 18 – Расчет дисконтированных затрат варианта № 2 «Сетевой (1)» в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

| Наименование | Годы строительства и эксплуатации | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Всего за расчетный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| *Капитальные вложения в сооружение (реконструкцию) электросетевых объектов, всего, млн руб. без НДС* | *17109,93* | 0,00 | 3183,28 | 3183,28 | 3581,13 | 3581,13 | 3581,13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| в том числе: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ | 15916,38 | 0,00 | 3183,28 | 3183,28 | 3183,28 | 3183,28 | 3183,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше | 1193,55 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 397,85 | 397,85 | 397,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ | – | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % |
| Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше | – | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % |
| *Расходы по эксплуатации и обслуживанию электросетевых объектов (без амортизации), всего, млн руб. без НДС* | *3716,30* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 |
| в том числе: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ | 2546,62 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 | 127,33 |
| Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше | 1169,68 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 | 58,48 |
| *Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС* | *20826,23* | 0,00 | 3183,28 | 3183,28 | 3581,13 | 3581,13 | 3581,13 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 | 185,81 |
| Ставка дисконтирования, % | 8,00 | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Коэффициент дисконтирования | – | 1 | 0,93 | 0,86 | 0,79 | 0,74 | 0,68 | 0,63 | 0,58 | 0,54 | 0,50 | 0,46 | 0,43 | 0,40 | 0,37 | 0,34 | 0,32 | 0,29 | 0,27 | 0,25 | 0,23 | 0,21 | 0,20 | 0,18 | 0,17 | 0,16 | 0,15 |
| *Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС* | *14830,55* | 0,00 | 2947,48 | 2729,15 | 2842,81 | 2632,23 | 2437,25 | 117,09 | 108,42 | 100,39 | 92,95 | 86,07 | 79,69 | 73,79 | 68,32 | 63,26 | 58,58 | 54,24 | 50,22 | 46,50 | 43,06 | 39,87 | 36,91 | 34,18 | 31,65 | 29,30 | 27,13 |

Таблица 19 – Расчет дисконтированных затрат варианта № 3 «Сетевой (2)» в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

| Наименование | Всего за расчетный период | Годы строительства и эксплуатации | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| *Капитальные вложения в сооружение (реконструкцию) электросетевых объектов, всего, млн руб. без НДС* | *13952,31* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4650,77 | 4650,77 | 4650,77 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| в том числе: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ | 979,71 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 326,57 | 326,57 | 326,57 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше | 12972,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4324,20 | 4324,20 | 4324,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ | – | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % | 0,80 % |
| Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше | – | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % | 4,90 % |
| *Расходы по эксплуатации и обслуживанию электросетевых объектов (без амортизации), всего, млн руб. без НДС* | *12869,90* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 |
| в том числе: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ | 156,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 | 7,84 |
| Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше | 12713,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 | 635,66 |
| *Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС* | *26822,21* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4650,77 | 4650,77 | 4650,77 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 | 643,50 |
| Ставка дисконтирования, % | 8,00 | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – | | – |
| Коэффициент дисконтирования | – | 1 | 0,93 | 0,86 | 0,79 | 0,74 | 0,68 | 0,63 | 0,58 | 0,54 | 0,50 | 0,46 | 0,43 | 0,40 | 0,37 | 0,34 | 0,32 | 0,29 | 0,27 | 0,25 | 0,23 | 0,21 | 0,20 | 0,18 | 0,17 | 0,16 | 0,15 |
| *Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС* | *14575,50* | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3691,93 | 3418,45 | 3165,24 | 405,51 | 375,47 | 347,66 | 321,91 | 298,06 | 275,98 | 255,54 | 236,61 | 219,09 | 202,86 | 187,83 | 173,92 | 161,03 | 149,11 | 138,06 | 127,83 | 118,36 | 109,60 | 101,48 | 93,96 |

Как видно из таблицы 15, укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов в ценах 4 квартала 2024 года без НДС составляют:

– по варианту № 1 «Генерирующий» – 10872,32 млн руб. (100 %);

– по варианту № 2 «Сетевой (1)» – 17109,93 млн руб. (157 %);

– по варианту № 3 «Сетевой (2)» – 13952,31 млн руб. (128 %).

Как следует из результатов выполненного технико-экономического сравнения на этапе 2030 года предпочтительным является вариант № 1 «Генерирующий».

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

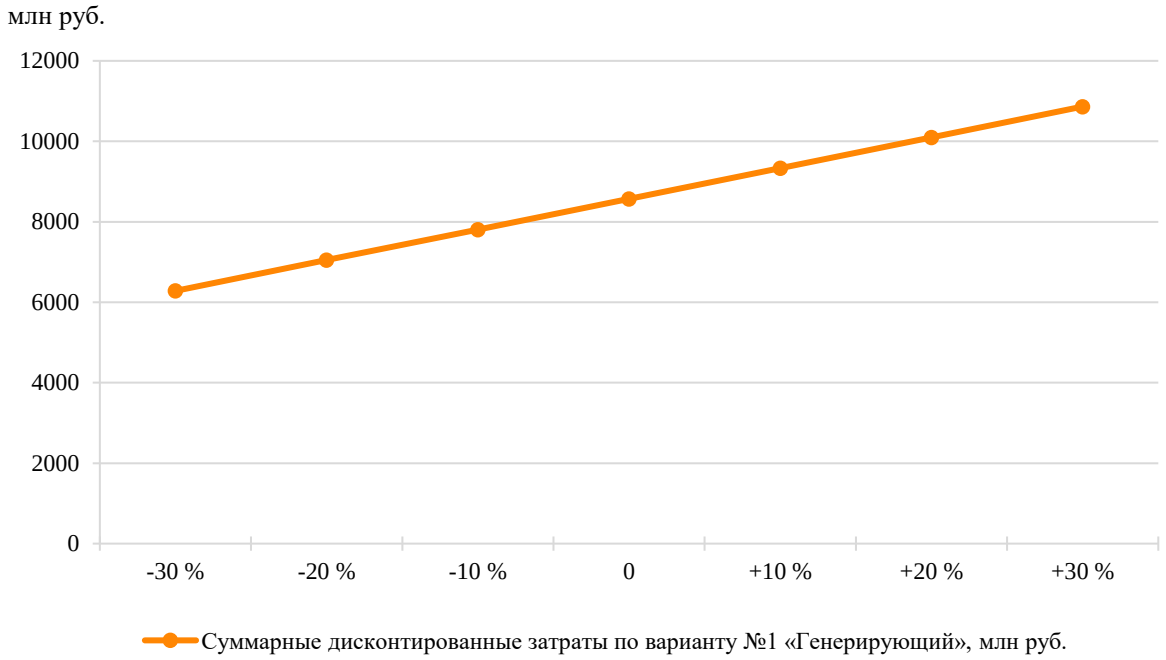
– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1 «Генерирующий»;

– величина эксплуатационных затрат по наиболее экономичному варианту № 1 «Генерирующий»;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

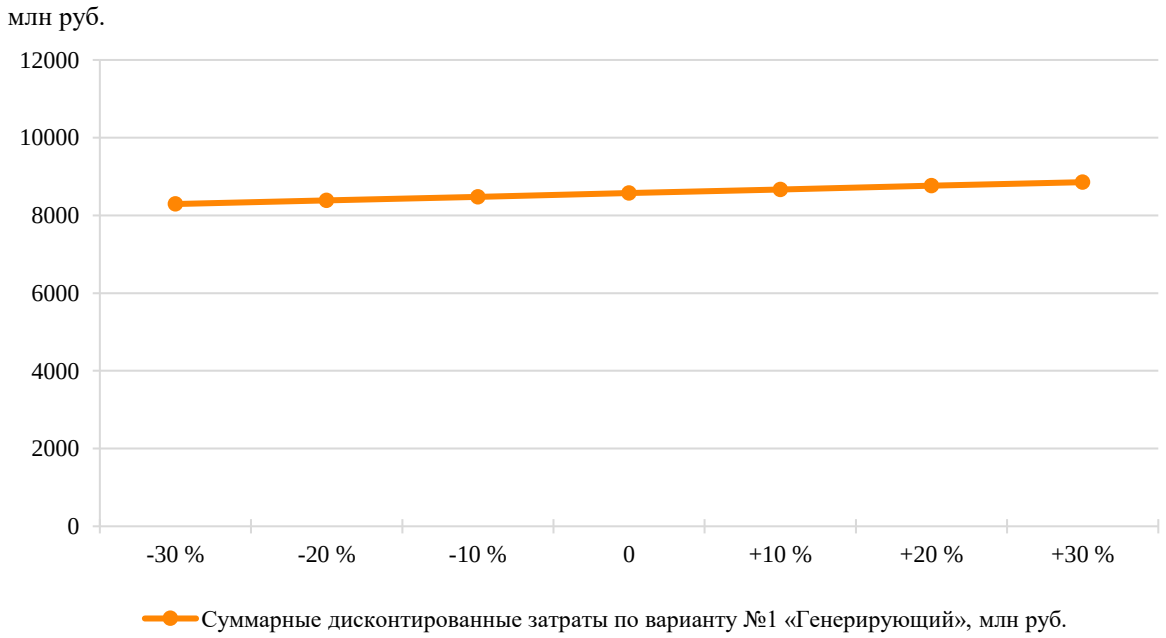
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 «Генерирующий» от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 6.




| Изменение показателя, % | -30 % | -20 % | -10 % | 0 | +10 % | +20 % | +30 % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 «Генерирующий», млн руб. | 6282 | 7046 | 7810 | 8573 | 9337 | 10100 | 10864 |

Рисунок 6 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 «Генерирующий» от изменения величины капитальных затрат

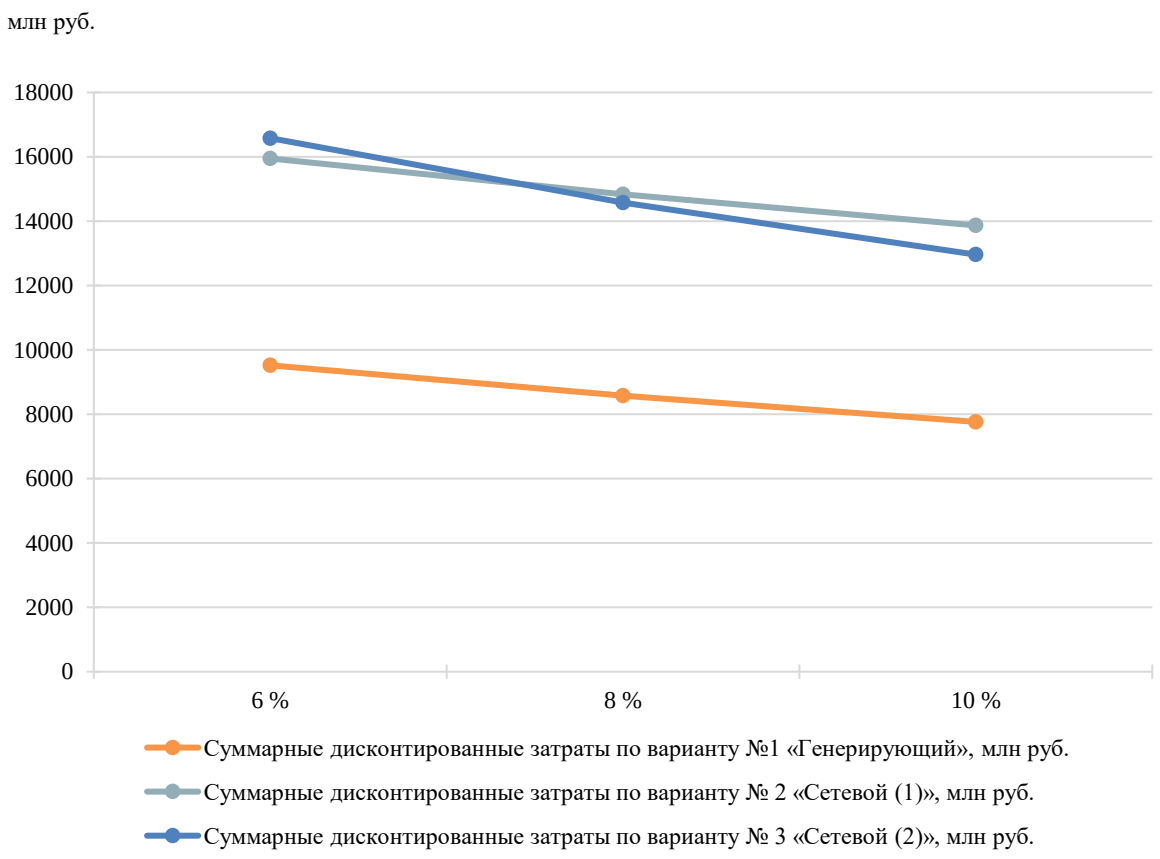
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 «Генерирующий» от изменения величины эксплуатационных затрат представлена на рисунке 7.




| Изменение показателя, % | -30 % | -20 % | -10 % | 0 | +10 % | +20 % | +30 % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 «Генерирующий», млн руб. | 8292 | 8386 | 8479 | 8573 | 8667 | 8760 | 8854 |

Рисунок 7 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 «Генерирующий» от изменения величины эксплуатационных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.




| Изменение показателя, % | 6 % | 8 % | 10 % |
|---|---|---|---|
| Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 «Генерирующий», млн руб. | 9521 | 8573 | 7762 |
| Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2 «Сетевой (1)», млн руб. | 15948 | 14831 | 13867 |
| Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 3 «Сетевой (2)», млн руб. | 16579 | 14575 | 12960 |

Рисунок 8 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 «Генерирующий» на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 «Генерирующий» и вариантом № 2 «Сетевой (1)» составляет 37 %, между вариантом № 1 «Генерирующий» и вариантом № 3 «Сетевой (2)» составляет 34 %;

2) при увеличении эксплуатационных затрат по варианту № 1 «Генерирующий» на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 «Генерирующий» и вариантом № 2 «Сетевой (1)» составляет 67 %, между вариантом № 1 «Генерирующий» и вариантом № 3 «Сетевой (2)» составляет 65 %;

3) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1 «Генерирующий». При

ставке дисконтирования 6 % варианты № 2 «Сетевой (1)» и № 3 «Сетевой (2)» остаются более затратными по отношению к варианту № 1 «Генерирующий», разница составляет 68 % и 74 % соответственно. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 2 «Сетевой (1)» и № 3 «Сетевой (2)» остаются также более затратными по отношению к варианту № 1 «Генерирующий», разница составляет 46 % и 36 % соответственно.

Как следует из результатов выполненного технико-экономического сравнения предпочтительным является вариант № 1 «Генерирующий». При этом вариант № 1 «Генерирующий» не обеспечивает дополнительного запаса по мощности.

Варианты № 2 «Сетевой (1)» и № 3 «Сетевой (2)» обеспечивают дополнительный запас по пропускной способности КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в случае роста потребления на величину не менее 48,2 МВт. Для обеспечения аналогичного эффекта в Варианте № 1 «Генерирующий» необходим ввод генерации в объеме 103 МВт, с учетом ранее подключенной генерации в объеме 54,8 МВт. Капитальные затраты на реализацию генерирующего варианта составят 20435,2 млн руб., с учетом дисконтирования 16164,16 млн руб., что составляет 111 % от дисконтированных затрат на реализацию Варианта № 3 «Сетевой (2)». Таким образом Вариант № 1 «Генерирующий» к реализации не рассматривается.

Ввиду того, что Варианты № 2 «Сетевой (1)» и № 3 «Сетевой (2)» являются равноэкономичными и оба варианта обеспечивают дополнительный запас по мощности в случае роста потребления за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) к реализации рекомендуется Вариант № 2 «Сетевой (1)», включающий строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная.

Преимуществом реализации Варианта № 2 «Сетевой (1)» является увеличение количества элементов сети, обеспечивающих связь Северного энергорайона Ямало-Ненецкого автономного округа с ЕЭС России. Строительство третьей ЛЭП 220 кВ, входящей в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ), обеспечит возможность выполнения ремонтов ЛЭП 220 кВ, а также генерирующего оборудования в Северном энергорайоне Ямало-Ненецкого автономного округа с минимизацией рисков выхода параметров режима из области допустимых значений с выделением Северного энергорайона на изолированную работу с возможным погашением потребителей.

При конкретном проектировании ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная в целях обеспечения последующего развития Северного энергорайона Ямало-Ненецкого автономного округа с увеличением потребления мощности целесообразно рассмотреть необходимость строительства ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная с применением двухцепных опор для обеспечения возможности подвеса второй цепи.

## 6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Ямало-Ненецкого автономного округа, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

## 7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

– Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [7];

– Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### 7.1 Основные подходы

В регионах Тюменской области, Ханты Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и Курганской области (далее – рассматриваемые субъекты) оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, на данных территориях исполнительным органом власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов принято единое решение по установлению единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии по сетям.

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

– сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;

– сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [8] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 36 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «Россети Тюмень» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 63 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО рассматриваемых субъектов на прогнозный период включает в себя:

– НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к

включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

### 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [9].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов[1], и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

---

[1] Решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022 № 38, Постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 29.11.2022 № 55-4, Постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 29.11.2022 № 37.

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы[2], для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и непревышения совокупного объема заемных средств в размере 3,5×EBITDA в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 гг. процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

В соответствии с основным методом регулирования отдельных основных ТСО НВВ на содержание электрических сетей включает возврат доходности на планируемые инвестиции, рассчитанный укрупненно исходя из нормы доходности 11% и сроков возврата инвестиций – 35 лет.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

| Финансовый показатель | Основные ТСО (Базовая комбинация) | Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования |
|---|---|---|
| Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений | 0 % | 0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений) |

[2] Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

| | | |
|---|---|---|
| Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений | 0 % | 0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей) |
| Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды | 35 % | 0 % – 26 % от размера чистой прибыли |
| Средняя процентная ставка по заемным средствам | 12 % | 10 % |
| Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов | 7 лет | 7 лет |

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год решение региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 30.11.2023 г. № 47 «О внесении изменений в распоряжение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022 № 33 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и Курганской области на декабрь 2022 г. и 2023–2027 гг.» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации[3].

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

[3] Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых субъектах, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

| Наименование | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Инфляция (среднегодовая) | 5 % | 4 % | 4 % | 4 % | 4 % | 4 % |
| Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России | 8 % | 6 % | 5 % | 4 % | 4 % | 4 % |
| Рост цен на газ | 6 % | 5 % | 5 % | 5 % | 5 % | 5 % |
| Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам | 6,1 % | 1,2 % | 0,9 % | 1,1 % | 0,5 % | 0,4 % |

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в

объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

| Наименование | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе: | 16508 | 15356 | 13120 | 14492 | 14029 | 14029 |
| дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России | 2685 | 2110 | 1467 | 462 | – | – |
| Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами | 19969 | 17030 | 11559 | 22959 | 22428 | 22428 |

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 23 и на рисунке 9.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 23 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

| Наименование | Единица измерения | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ПВВ | млрд руб. | 132,2 | 141,2 | 148,8 | 156,5 | 163,5 | 170,7 |
| НВВ | млрд руб. | 129,5 | 141,5 | 144,4 | 146,5 | 149,7 | 152,5 |

| Наименование | Единица измерения | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ΔНВВ (НВВ - ПВВ) | млрд руб. | -2,7 | 0,3 | -4,4 | -10,0 | -13,7 | -18,1 |
| Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии | руб./кВт·ч | 2,13 | 2,25 | 2,35 | 2,44 | 2,54 | 2,64 |
| Среднегодовой темп роста | % | – | *106* | *105* | *104* | *104* | *104* |
| Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии | руб./кВт·ч | 2,08 | 2,25 | 2,28 | 2,28 | 2,32 | 2,36 |
| Среднегодовой темп роста | % | – | *108* | *101* | *100* | *102* | *101* |
| Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф) | руб./кВт·ч | -0,04 | 0,004 | -0,07 | -0,16 | -0,21 | -0,28 |

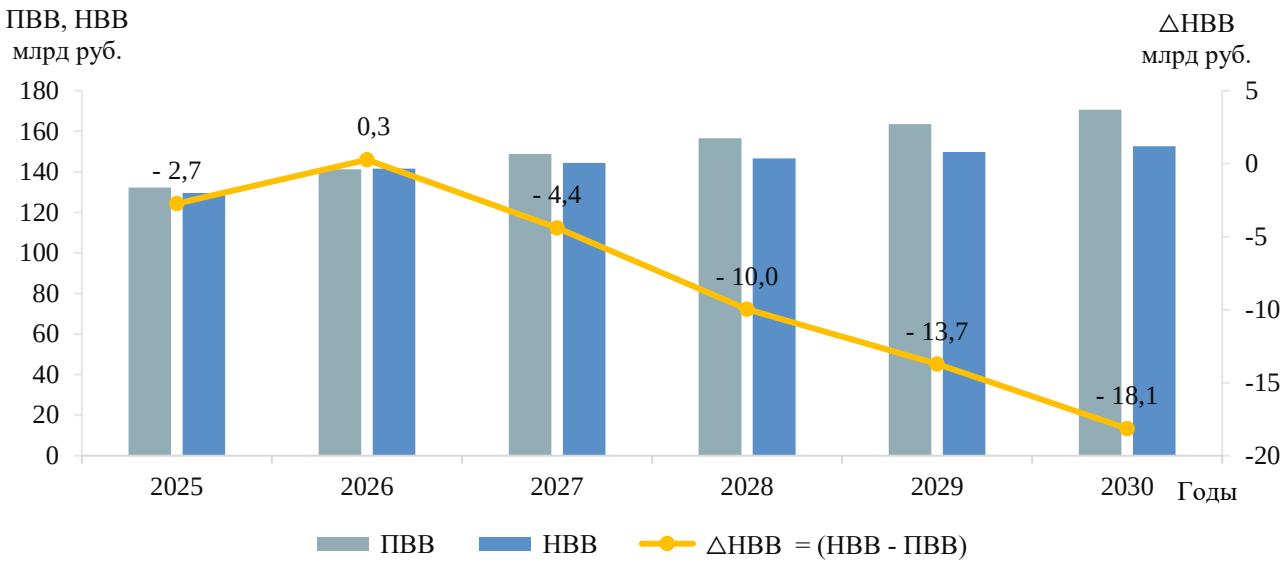



Рисунок 9 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 23, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого

состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 гг. составляет 10,0–87,0 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 10.

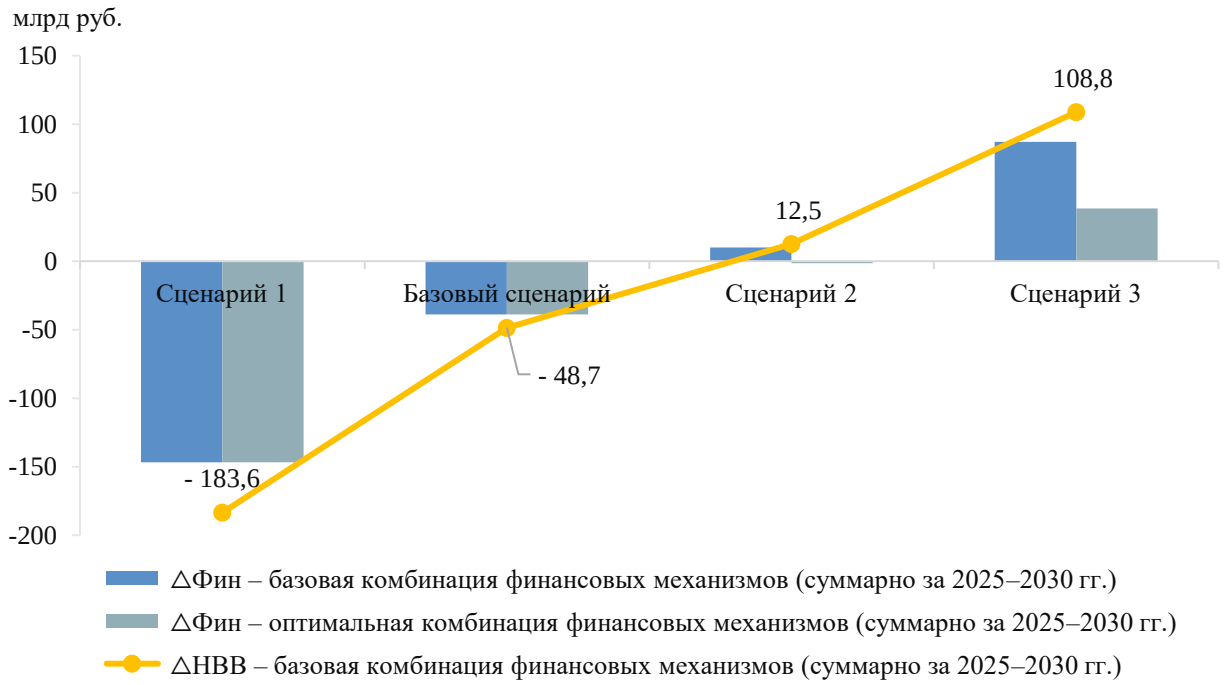



Рисунок 10 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 гг.)

| Наименование | Сценарий 2 | Сценарий 3 |
|---|---|---|
| Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений | 18 % | 19 % |
| Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений | 0 % | 61 % |
| Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды | 0 % | 0 % |
| Средняя процентная ставка по заемным средствам | 10 % | 10 % |

Как видно из рисунка 10, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 24) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

– выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

– сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по территории Ямало-Ненецкого автономного округа оценивается в 2030 году в объеме 13496 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,44 %.

Максимум потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа к 2030 году прогнозируется на уровне 1928 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,81 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности Ямало-Ненецкого автономного округа период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6686–7000 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1066,7 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ямало-Ненецкого автономного округа в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 865,5 км, трансформаторной мощности 930,6 МВА.

# СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 30.08.2024).

2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/ (дата обращения: 30.08.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 30.08.2024).

4. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/ (дата обращения: 30.08.2024).

5. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС»

от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 30.08.2024).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности : Постановление Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 года № 238. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_99478/ (дата обращения: 30.08.2024).

7. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 30.08.2024).

8. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 30.08.2024).

9. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 30.08.2024).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

| Электростанция | Генерирующая компания | Станционный номер | Тип генерирующего оборудования | Вид топлива | По состоянию на 01.01.2024 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Установленная мощность (МВт) | | | | | | | | |
| Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, территория Ямало-Ненецкого автономного округа | | | | | | | | | | | | | |
| Уренгойская ГРЭС | АО «Интер РАО – Электрогенерация» | | | Газ, мазут | | | | | | | | | |
| | | 1 | ПТ-12/15-35/10М | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 2 | ПТ-12/15-35/10М | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 3 | ПГУ | | 505,7 | 505,7 | 505,7 | 505,7 | 505,7 | 505,7 | 505,7 | 505,7 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 529,7 | 529,7 | 529,7 | 529,7 | 529,7 | 529,7 | 529,7 | 529,7 | |
| ПЛЭС-05 (ПЭС «Надым») | ООО «Северная ПЛЭС» | | | Газ | | | | | | | | | |
| | | 1 | ГТГ-12Б3 | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 2 | ГТГ-12Б3 | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | |
| ПЭС «Уренгой» | ПАО «Передвижная энергетика» | | | Газ | | | | | | | | | |
| | | 1 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 2 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 3 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 4 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 5 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 6 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 72,0 | 72,0 | 72,0 | 72,0 | 72,0 | 72,0 | 72,0 | 72,0 | |
| Ноябрьская ПГЭ | ООО «Ноябрьская парогазовая электрическая станция» | | | Газ | | | | | | | | | |
| | | 1 | ПГУ-1 | | 59,6 | 59,6 | 59,6 | 59,6 | 59,6 | 59,6 | 59,6 | 59,6 | |
| | | 2 | ПГУ-2 | | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 119,6 | 119,6 | 119,6 | 119,6 | 119,6 | 119,6 | 119,6 | 119,6 | |
| Ямбургская ГТЭС | ООО «Газпром добыча Ямбург» | | | Газ | | | | | | | | | |
| | | 1 | ГТУ-89СТ-20/12 | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 2 | ГТУ-89СТ-20/12 | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 3 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 4 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 5 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 6 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 7 | ГТЭ-20С | | 17,3 | 17,3 | 17,3 | 17,3 | 17,3 | 17,3 | 17,3 | 17,3 | |
| | | 8 | ГТЭ-20С | | 16,7 | 16,7 | 16,7 | 16,7 | 16,7 | 16,7 | 16,7 | 16,7 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 106,0 | 106,0 | 106,0 | 106,0 | 106,0 | 106,0 | 106,0 | 106,0 | |

| Электростанция | Генерирующая компания | Станционный номер | Тип генерирующего оборудования | Вид топлива | По состоянию на 01.01.2024 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Установленная мощность (МВт) | | | | | | | | |
| ГТЭС-15 «Песцовая» | ООО «Газпром добыча Уренгой» | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | ДО49Р | Газ | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| | | 2 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| | | 3 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| | | 4 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| | | 5 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| | | 6 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | |
| Харвутинская ГТЭС-15 | ООО «Газпром добыча Ямбург» | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | ДО49Р | Газ | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| | | 2 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| | | 3 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| | | 4 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | |
| ГТЭС Юрхаровского НГКМ | ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | ГТГ-1500-2Г | Газ | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | |
| | | 2 | ГТГ-1500-2Г | | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | |
| | | 3 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| | | 4 | ДО49Р | | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | |
| ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ | «Вынгапуровский ГПЗ» – филиал АО «СибурТюменьГаз» | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | MWM TCG 2020 | Попутный газ | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 2 | MWM TCG 2020 | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 3 | MWM TCG 2020 | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 4 | MWM TCG 2020 | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 5 | MWM TCG 2020 | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | |
| Новоуренгойская ГТЭС | ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс» | | | Метановая фракция от производства этилена, газ | | | | | | | | | |
| | | 1-3 | ПГУ | | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | |
| ГТЭС «Обдорск» | АО «Салехардэнерго» | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | ДЦ59Л | Газ | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 2 | ДЦ59Л | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | 3 | ДЖ59ЛЗ | | 15,4 | 15,4 | 15,4 | 15,4 | 15,4 | 15,4 | 15,4 | 15,4 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 39,4 | 39,4 | 39,4 | 39,4 | 39,4 | 39,4 | 39,4 | 39,4 | |
| ТЭС «Салехард» | АО «Салехардэнерго» | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | QSV91G | Газ | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 2 | QSV91G | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 3 | QSV91G | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 4 | QSV91G | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 5 | QSV91G | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 6 | QSV91G | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 7 | QSV91G | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| | | 8 | QSV91G | | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 14,0 | 14,0 | 14,0 | 14,0 | 14,0 | 14,0 | 14,0 | 14,0 | |

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

**Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии**

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

| № п/п | Энергосистема | Субъект | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Необходимый год реализации[1)] | | | | | | | | Планируемый год реализации[2)] | Основание | Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС) | Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024–2030 | | | | |
| 1 | Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов | Ямало-Ненецкий автономный округ | Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км | ПАО «Россети» | 220 | км | – | – | 191 | – | – | – | – | 191 | – | Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений | 24165,96 | 24165,96 |

Примечания

1 [1)] Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в периоде, предшествующем году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 [2)] Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, с учетом решений, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.