

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КОМИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
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	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
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	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	14
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	18
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	18
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	18
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	18
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	18

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	20
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	20
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	20
3.3	Прогноз потребления мощности.....	21
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	22
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	24
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	24
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 Республики Коми.....	24
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	26
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	28
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	30
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	31
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	32
7.1	Основные подходы	32
7.2	Исходные допущения.....	33
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	36
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	37
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	39
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	41
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	42
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	43

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.....	47
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
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
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
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
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Коми за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 Республики Коми на каждый год перспективного периода (2026–2031 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 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Коми на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

- 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 Республики Коми входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Коми РДУ и обслуживает территорию Республики Коми.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Коми и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Северное ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Коми и Архангельской области;

– филиал ПАО «Россети Северо-Запад» в Республике Коми – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории Республики Коми;

– АО «Коми коммунальные технологии» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Коми.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Коми связана с энергосистемами:

– Архангельской области и Ненецкого автономного округа (Филиал АО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ): ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Кировской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Республики Коми с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Коми

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Сыктывкарский ЛПК»	285,5
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	165,6
Более 50 МВт	
ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	97,4
АО «Воркутауголь»	68,1
Более 10 МВт	
АО «Транснефть-Север»	34,7
ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»	16,9
ФГБУ «ЦЖКУ» МИНОБОРОНЫ РОССИИ	16,5
ООО «Сыктывкарский фанерный завод»	12,8
ПАО «Т Плюс»	12,7

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Жешартский ЛПК»	10,9

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Коми на 01.01.2025 составила 2562,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Коми 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 Республики Коми, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	2568,0	–	6,0	–	–	2562,0
ТЭС	2568,0	–	6,0	–	–	2562,0

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Коми в 2024 году составило 9843,0 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Коми за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	9669,0	10092,9	10041,0	9905,3	9843,0
ТЭС	9669,0	10092,9	10041,0	9905,3	9843,0

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Коми приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Коми

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8571	8949	8904	8702	8731
Годовой темп прироста, %	-5,08	4,41	-0,50	-2,27	0,33
Максимум потребления мощности, МВт	1279	1270	1260	1276	1280
Годовой темп прироста, %	-1,31	-0,70	-0,79	1,27	0,31
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6701	7046	7067	6820	6822
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	31.01 17:00	29.12 15:00	13.01 16:00	09.01 16:00	11.01 16:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-24,4	-23,6	-14,9	-26,3	-24,4

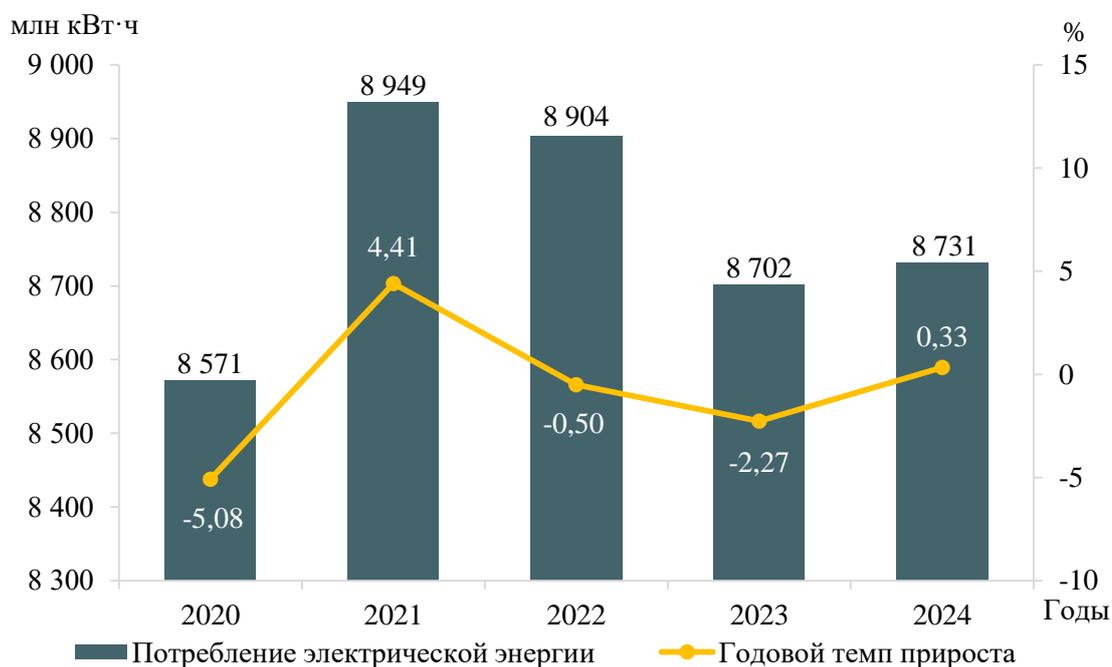


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Коми и годовые темпы прироста

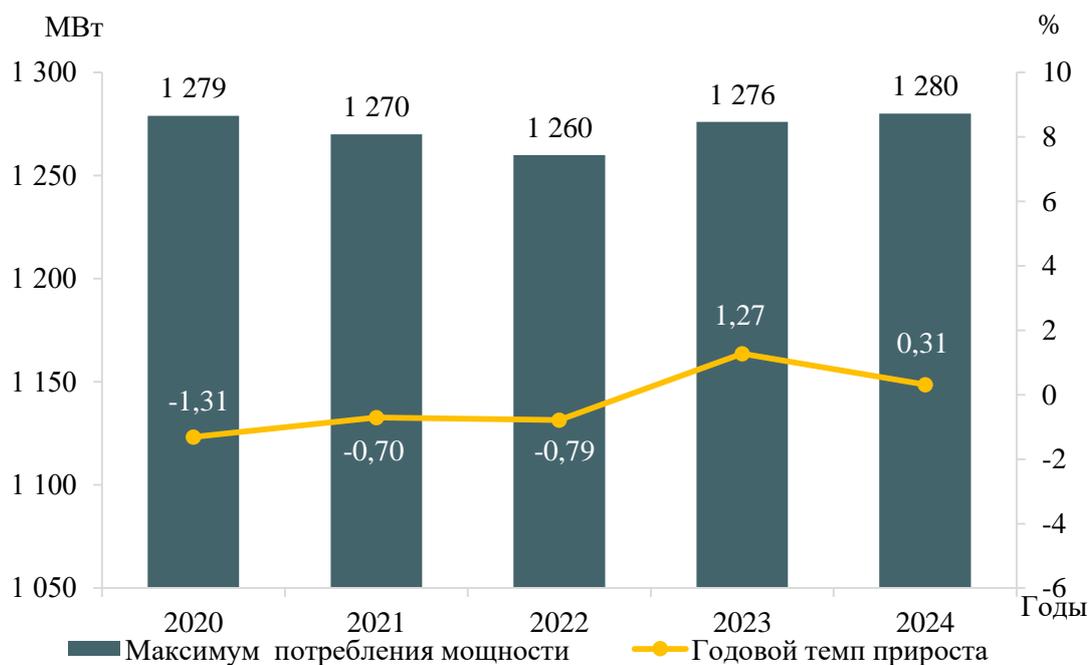


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Коми и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Коми снизилось на 299 млн кВт·ч и составило в 2024 году 8731 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу 0,67 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 4,41 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 5,08 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Коми снизился на 16 МВт и составил 1280 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,25 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности зафиксирован в 2023 году и составил 1,27 %; наибольшее снижение наблюдалось в 2020 году и составило 1,31 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Коми был зафиксирован в 1990 году в размере 1529 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Коми обуславливалась следующими факторами:

- разнонаправленными тенденциями потребления в сфере услуг и населением;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в целлюлозно-бумажном и деревообрабатывающем производствах;
- ростом потребления объектами трубопроводного транспорта;
- снижением потребления предприятиями добывающих производств.

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 Республики Коми приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Коми 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 ВЛ 110 кВ Воркутинская ТЭЦ-2 – Урал № 1 протяженностью 15,5 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	15,5 км
2	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Воркутинская ТЭЦ-2 – Урал № 2 протяженностью 15,4 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	15,4 км
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ухта – Крутая (ВЛ-161) до ПС 110 кВ Лачель протяженностью 13,6 км	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	2020	13,6 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Чикшино – Медвежья протяженностью 12,4 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	12,4 км
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Воркута – Вентствол № 4 ш. Воркутинская № 1 с отпайками до ПС 110 кВ Радуга протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	0,2 км
6	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Воркута – Вентствол № 4 ш. Воркутинская № 2 с отпайками до ПС 110 кВ Радуга протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	0,2 км
7	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта протяженностью 289,27 км	ПАО «Россети»	2021	289,27 км
8	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кожва – Чикшино I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Каменка протяженностью 0,09 км	ООО «Инвест Трейд»	2021	0,09 км
9	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Усинская ТЭЦ – Карбон I цепь протяженностью 3,9 км	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	2021	3,9 км
10	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Усинская ТЭЦ – Карбон II цепь протяженностью 3,88 км	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	2021	3,88 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Воркутинская ТЭЦ-2 – Ольховой протяженностью 163 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2022	163 км
12	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Лемью – Малоперанская протяженностью 12,96 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	2022	12,96 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 Медвежья с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2020	6,3 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лачель с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	2020	25 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Урал с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	Филиал «Северный» АО «Оборонэнерго»	2020	2×10 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Радуга с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	2×6,3 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Каменка с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ООО «Инвест Трейд»	2021	2,5 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Карбон с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	2021	2×16 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ольховой с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	2022	6,3 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Малоперанская с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2022	6,3 МВА

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 Республики Коми 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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	-7,9
	17.06.2020	8,0
2021	15.12.2021	-6,8
	16.06.2021	16,8
2022	21.12.2022	-20,0
	15.06.2022	17,5
2023	20.12.2023	-4,3
	21.06.2023	8,4
2024	18.12.2024	-19,1
	19.06.2024	15,3

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Северо-Запад»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северо-Запад» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Усть-Кулом	110/10	T-1	115/11	6,3	3,81	3,94	4,17	3,97	2,67	1,90	1,84	2,46	3,223	1,54	0
			T-2	115/11	6,3	2,54	2,70	2,79	2,64	4,54	1,50	1,56	1,66	1,83	2,00	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Усть-Кулом	T-1	ТМН-6300/110/10	1983	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1984	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Усть-Кулом	2024 / зима	7,21	ПС 110 кВ Усть-Кулом	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,68	0	0,4	0,07	9,29	9,29	9,29	9,29	9,29	9,29
				ПС 110 кВ Усть-Кулом	ООО «Крона»	20.10.2021	СПБ80-22550Ю/21	2025	2,88	0,88	10	1,80						

ПС 110 кВ Усть-Кулом.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 7,21 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов, нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 95,36 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -19,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,68 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,08 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется следующим образом:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ для ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,21 + 2,08 + 0 - 0 = 9,29 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Усть-Кулом, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 22,88 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Усть-Кулом ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Усть-Кулом расчетный объем ГАО составит 1,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,29 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

Предложения от сетевых организаций на территории Республики Коми по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Республики Коми, 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

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Коми приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Коми

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	2×63 МВА	2027	ПАО «Россети»

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 2026–2031 годы

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

В энергосистеме Республики Коми до 2031 года не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Коми на период 2026–2031 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Коми

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8658	8853	9030	9102	9137	9165	9196
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	195	177	72	35	28	31
Годовой темп прироста, %	–	2,25	2,00	0,80	0,38	0,31	0,34

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Коми прогнозируется на уровне 9196 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,74 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Коми прогнозируется в 2026 году и составит 195 млн кВт·ч или 2,25 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 28 млн кВт·ч или 0,31 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Коми и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.

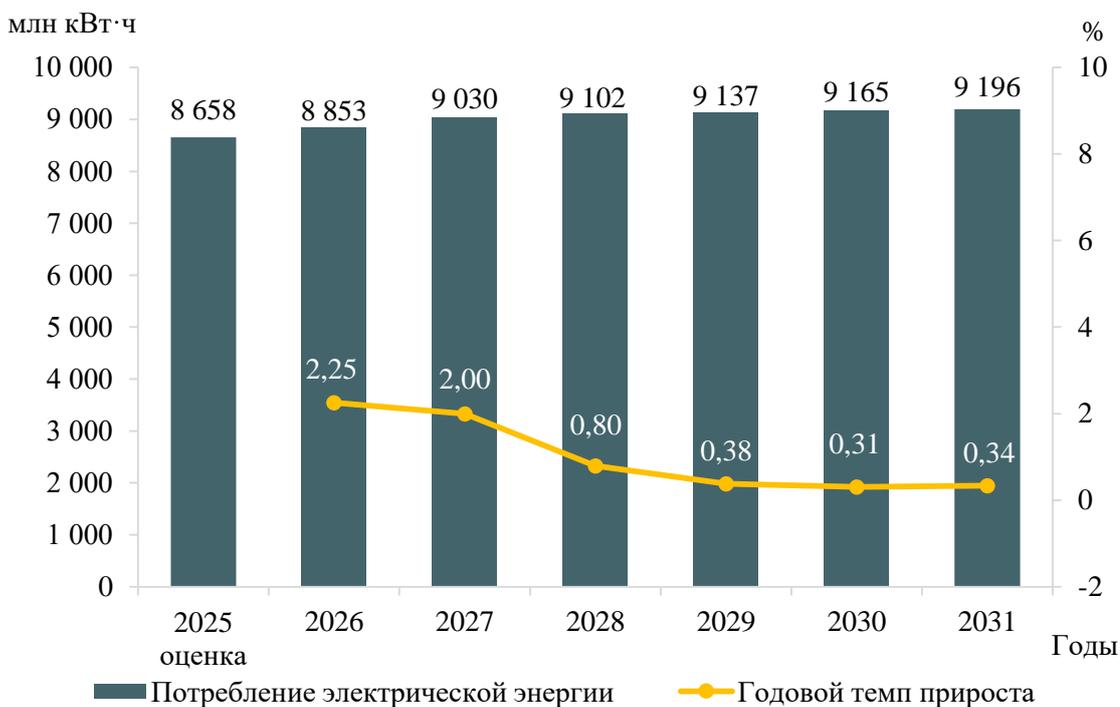


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Коми и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии в энергосистеме Республики Коми обусловлена следующими основными факторами:

– увеличением потребления на действующих промышленных производствах, наибольший прирост ожидается на АО «СЛПК» (целлюлозно-бумажное производство) в связи с планируемым ростом объемов выпуска продукции.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Коми на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Коми

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1302	1315	1328	1329	1328	1328	1328
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	13	13	1	-1	0	0
Годовой темп прироста, %	–	1,0	0,99	0,08	-0,08	0,0	0,0
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6650	6732	6800	6849	6880	6901	6925

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Коми к 2031 году прогнозируется на уровне 1328 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,53 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 и 2027 годах и составит 13 МВт или 1,0 % и 0,99 % соответственно. Снижение мощности ожидается в 2029 году в размере 1 МВт или 0,08 %. В 2030 и 2031 годах изменения значения максимума потребления мощности не прогнозируется.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 6925 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Коми и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

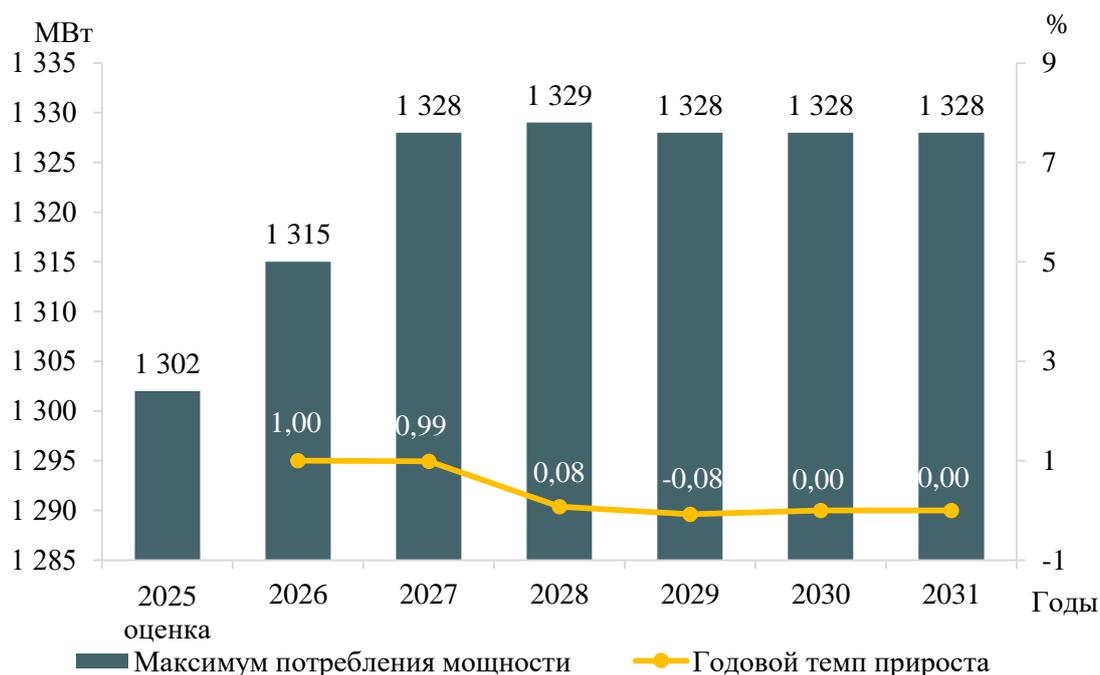


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности и годовые темпы прироста энергосистемы Республики Коми

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Коми в период 2026–2031 годов составляют 60 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Коми в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Коми, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2030 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	60	–	–	–	–	–	60
ТЭС	–	60	–	–	–	–	–	60

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Коми в 2031 году составит 2502 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей Республики Коми не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Коми представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Коми представлена на рисунке 5.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Коми, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	2562	2502	2502	2502	2502	2502	2502
ТЭС	2562	2502	2502	2502	2502	2502	2502

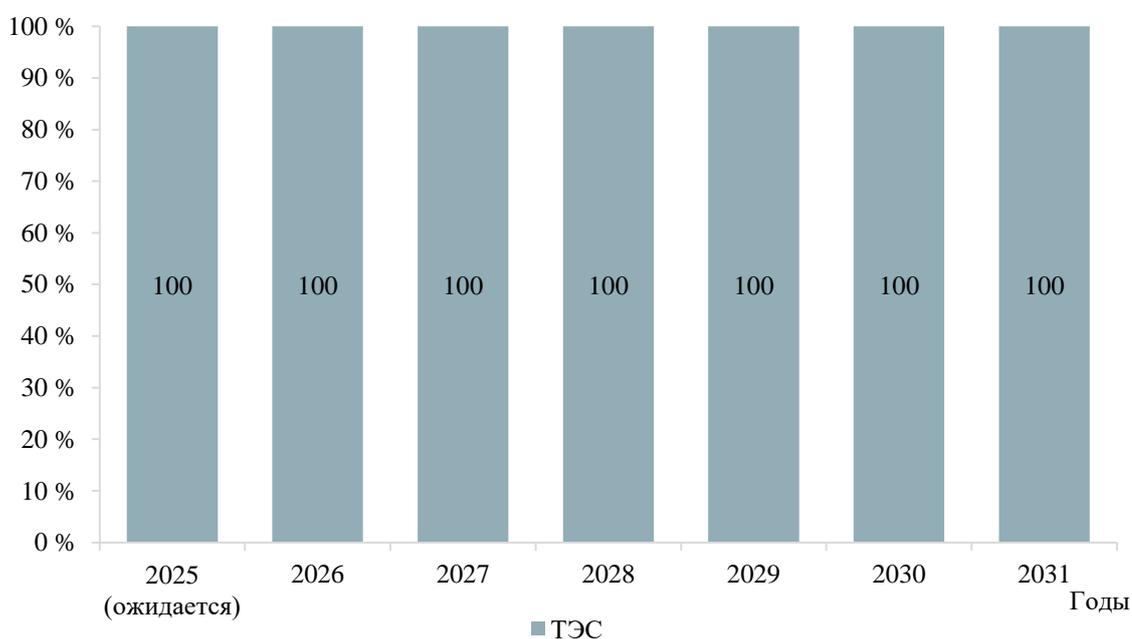


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Коми

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Коми 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 2025–2031 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 Республики Коми 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 Республики Коми

В таблице 16 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 Республики Коми.

Таблица 16 – 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 Республики Коми

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Строительство ПС 110 кВ Гагарацкая с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	7,2
2	Строительство РП 110 кВ Полярный	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х		ПАО «Газпром»	–	7,2 8,4
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Воркутинская ТЭЦ-2 – Ольховей на РП 110 кВ Полярный ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	2×0,5	–	–	–	–	–	1		ПАО «Газпром»	–	7,2 8,4
4	Строительство ВЛ 110 кВ Полярный – Гагарацкая ориентировочной протяженностью 80 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	80	–	–	–	–	–	80		ПАО «Газпром»	–	7,2
5	Строительство ПС 110 кВ Хановой с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	8,4
6	Строительство ВЛ 110 кВ Полярный – Хановой ориентировочной протяженностью 56 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	56	–	–	–	–	–	56		ПАО «Газпром»		
7	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленец с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Индустриальный парк Зеленец», АО «Птицефабрика Зеленецкая»	АО «Индустриальный парк Зеленец»	–	0,8 1
														АО «Птицефабрика Зеленецкая»	0,375	1,4
															0,4	0,5

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения 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 17.

Таблица 17 – 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	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Реновация основных фондов

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Кулом с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

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 Республики Коми, 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:

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– 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 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 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 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Коми по годам представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Коми (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	0,00	530,66	554,01	577,83	0,00	0,00	0,00	1662,49

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 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Коми 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 [5] 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 2025 год на территории Республики Коми осуществляют свою деятельность 4 сетевые организации. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северо-Запад» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 83 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Коми) и АО «Коми коммунальные технологии» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 14 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Коми).

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 Республики Коми 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 2024 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 [6].

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 тарифов¹, 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:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 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 максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств,

¹ Приказы Комитета Республики Коми по тарифам от 27.12.2023 № 96/7 и от 10.12.2024 № 81/3.

включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 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 не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ 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 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 30 %.

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/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
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	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом комитета Республики Коми по тарифам от 10.12.2024 № 81/10 «О внесении изменений в приказ Комитета Республики Коми по тарифам от 28.11.2022 № 81/2 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций Республики Коми» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Республике Коми, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 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 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Коми, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Коми, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республике Коми, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

³ 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 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	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	2,3 %	2,0 %	0,8 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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 Республики Коми представлены в таблице 22.

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

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1523	1463	1097	1243	1243	1243
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	102	107	112	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	5500	1914	1939	1976	1976	1976

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Коми 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 6.

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 Республики Коми 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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	13,0	14,3	15,2	15,9	16,7	17,4
НВВ	млрд руб.	12,5	15,1	15,6	16,1	16,9	17,9
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,5	0,8	0,4	0,2	0,2	0,5
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,81	3,05	3,21	3,35	3,49	3,64
Среднегодовой темп роста	%	–	108	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,71	3,21	3,29	3,39	3,54	3,73
Среднегодовой темп роста	%	–	119	102	103	104	106
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	0,2	0,1	0,04	0,05	0,1

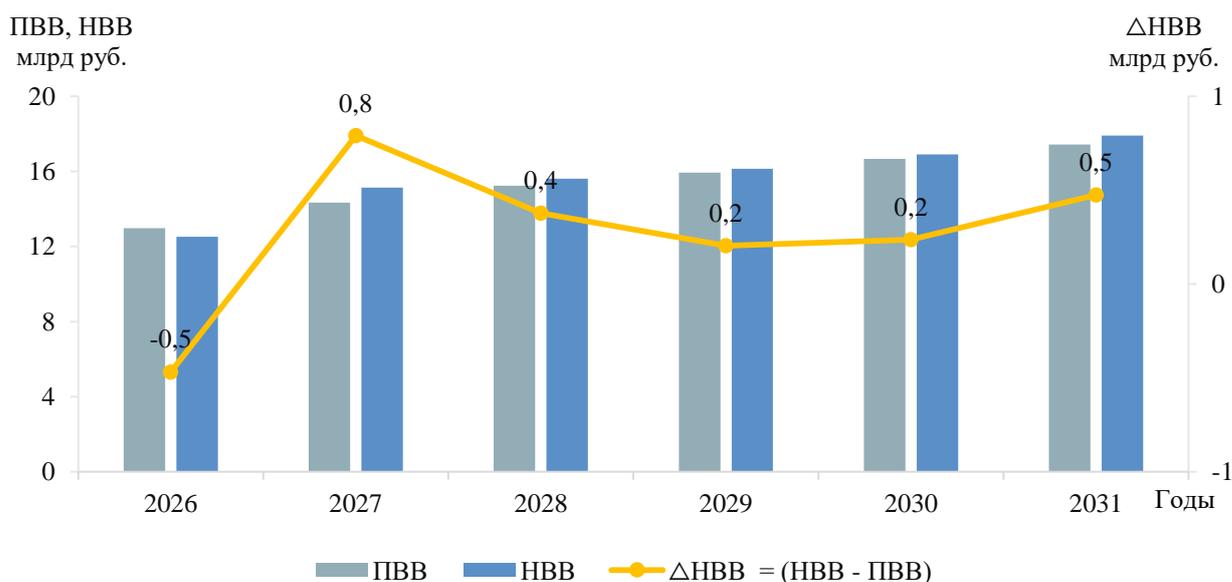


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Коми при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 23, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Коми 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 Республики Коми 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 (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 2025 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), а также выявлена недостаточность выручки в период 2027–2031 годов при снижении (сценарий 2) и на всем рассматриваемом периоде при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) среднего единого (котлового) тарифа. Дефицит финансирования в Базовом и указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 1,7–17,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

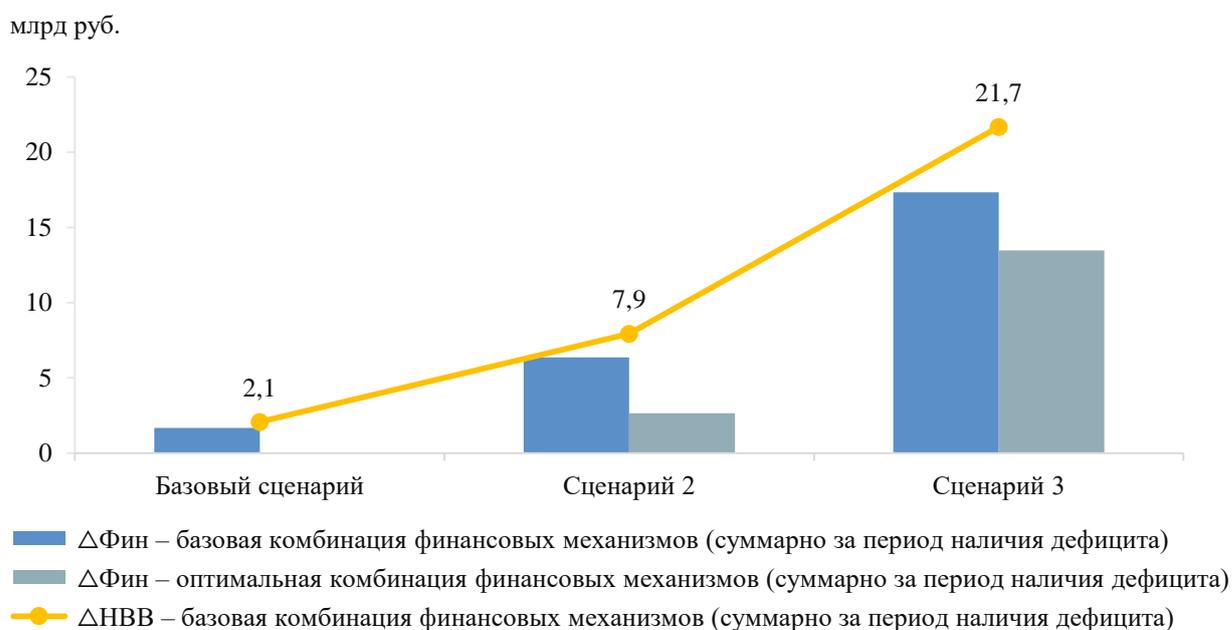


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Коми

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	40 %	40 %	49 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	14 %	38 %	40 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии (таблица 24) за счет изменения финансовых механизмов. В сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при увеличении привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в источниках финансирования прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Коми, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Коми, 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 энергосистеме Республики Коми оценивается в 2031 году в объеме 9196 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,74 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Коми к 2031 году увеличится и составит 1328 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,53 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Коми в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6732–6925 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Коми в 2031 году составит 2502 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Коми в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 137 км, трансформаторной мощности 110,4 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: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

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: 29.08.2025).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 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: 29.08.2025).

5. 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: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст: электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Энергосистема Республики Коми														
Воркутинская ТЭЦ-2	ООО «Комитеплоэнерго»			Газ, уголь, мазут										
		1	Т-25-90-4-ПР-2		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		2	К-28-90		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		3	ПТ-25-90-5М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	Т-25-90-5		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5	К-50-90-3		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Т-47/55-90-4М	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0		
Сосногорская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут										
		3	К-50-90-4		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		4	К-50-90-4		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		5	К-50-90-4		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		6	Т-42/50-90-4		42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	
		7	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		8	К-100-90-7	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0		
Печорская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ, мазут										
		1	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		2	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		3	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		4	К-215-130-1		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		5	К-215-130-1	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0		
ТЭЦ СЛПК	АО «СЛПК»			Газ,мазут										
		1Э	ПТ-60-130/13		60,0	60,0								Вывод из эксплуатации в 2026 г.
		2Э	ПТ-50-130/7		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3Э	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		4Э	Р-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5Э	ПТ-80/100-130-13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		6Э	Т-110/120-130-4	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
		5У	SST 800-NG 90/80	Кородревесные отходы,	87,7	87,7	87,7	87,7	87,7	87,7	87,7	87,7		
		6У	SST-600	шлам, черный шлоко, газ	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	572,7	572,7	512,7	512,7	512,7	512,7	512,7	512,7		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ЭСН КС Вуктыльская	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1	ЭГЭС-4	Газ	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	ЭГЭС-4		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	ЭГЭС-4		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		Установленная мощность, всего	–		–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
ЭСН КС Ухтинская	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	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	ГТГ-1500-2Г		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	ГТГ-1500-2Г		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	ГТГ-1500-2Г		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	ГТГ-1500-2Г		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Установленная мощность, всего	–	–	–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
ЭСН КС Микуньская	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1–3	Звезда-ГП-1500-02М3	Попутный газ	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
		4–6	Звезда-ГП-1500ВК02-М3		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
ГПТЭС ООО «Енисей»	ООО «Енисей»	1	WAUKESHA V16-AT27GL	Газ	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
		2	WAUKESHA V16-AT27GL		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	
ЭСН КС «Синдорская»	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1	ГПЭА «Звезда-ГП-1500ВК-02М30»	Газ	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	ГПЭА «Звезда-ГП-1500ВК-02М30»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	ГПЭА «Звезда-ГП-1500ВК-02М30»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего	–	–	–	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	
ТЭС «Сыктывкарская»	АО «Коми коммунальные технологии»	1	TST-2060	Древесные отходы	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		Установленная мощность, всего	–		–	–	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
ТЭС Плитный мир	ООО «Плитный мир»	1	П-6-35/5М	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		Установленная мощность, всего	–		–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Мини-ТЭЦ СевЛесПил	ООО «СевЛесПил»	1	Р-2,4-2,4/0,12	Кордревесные отходы	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
		Установленная мощность, всего	–		–	–	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Усинская ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	1	ПС-90ГП-25ПА	Попутный газ	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	ПС-90ГП-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ПС-90ГП-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	ПС-90ГП-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Установленная мощность, всего	–	–	–	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание		
					Установленная мощность, МВт										
Ярегская ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»			Газ											
		1	ПС-90ГП-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
		2	ПС-90ГП-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ПС-90ГП-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0			
ЭСН КС-47 Сынинская	ООО «Газпром трансгаз Ухта»			Попутный газ											
		1	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		5	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		6	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		7	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5			
ЭСН КС-46 Интинская	ООО «Газпром трансгаз Ухта»			Попутный газ											
		1	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		5	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		6	ГПЭА «Звезда ГП-1500-ВК-02М3»		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5			
ЭСН КС-48 Чикшинская	ООО «Газпром трансгаз Ухта»			Попутный газ											
		1	Звезда ГП-1500-ВК-02М3		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	Звезда ГП-1500-ВК-02М3		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	Звезда ГП-1500-ВК-02М3		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	Звезда ГП-1500-ВК-02М3		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		5	Звезда ГП-1500-ВК-02М3		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		6	Звезда ГП-1500-ВК-02М3		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5			

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
ЭСН КС-45 Усинская	ООО «Газпром трансгаз Ухта»			Попутный газ										
		1	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8		
ЭСН КС-49 Малоперанская	ООО «Газпром трансгаз Ухта»			Попутный газ										
		1	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	Звезда ГП-1500-ВК-02М3-0211		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8		

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 Республики Коми

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Республики Коми	Республика Коми	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	–	Реновация основных фондов	1277,31	1277,31
2	Республики Коми	Республика Коми	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Кулом с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	385,18	385,18

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (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 период, предшествующий 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, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ 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, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ 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.