

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ

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 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.1.1 Петрозаводский энергоузел.....	14
2.1.2 Энергорайон Западной Карелии	16
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.....	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	18
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	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	22
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	22
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	22
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	22
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	23
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	24

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	24
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	26
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	27
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	29
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	31
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	31
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 Карелия.....	33
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	35
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	37
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	38
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона Западной Карелии	40
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	47
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	48
7.1	Основные подходы.....	48
7.2	Исходные допущения.....	49
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	52
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	53
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	55
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	57
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	58
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	60

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.....	64
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧ	–	высокочастотный
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
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
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики

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
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
СШ	– система (сборных) шин
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УПАСК	– устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УШР	– управляемый шунтирующий реактор
ЦП	– центр питания
ШМ	– шинный мост
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	– 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 Карелия за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 Карелия на каждый год перспективного периода (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Карелия на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение 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 Карелия входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ и обслуживает территорию Республики Карелия.

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

– филиал ПАО «Россети» – Карельское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Карелия, Мурманской области и Ленинградской области;

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

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Карелия связана с энергосистемами:

– Мурманской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кольское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

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

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

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Карелия

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Кондопожский ЦБК»	203,0
АО «Карельский Окамыш»	221,0
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	96,0
АО «Сегежский ЦБК»	85,0
Более 10 МВт	
Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Надвоицы»	50,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «КЮ Дата-Центр» (Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Надвоицы»)	46,0
ООО «РК Гранд»	10,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия на 01.01.2023 составила 1094,9 МВт, в том числе: ГЭС – 636,9 МВт, ТЭС – 458,0 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1097,3	–	–	-2,4	–	1094,9
ГЭС	639,3	–	–	-2,4	–	636,9
ТЭС	458,0	–	–	–	–	458,0

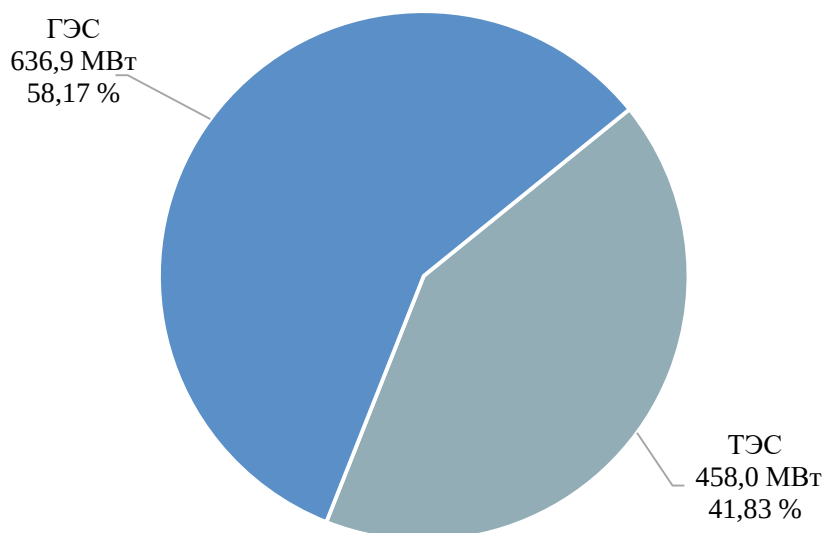


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Карелия приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Карелия

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7932	7847	7815	8302	8299
Годовой темп прироста, %	-0,04	-1,07	-0,41	6,23	-0,04
Максимум потребления мощности, МВт	1174	1204	1128	1250	1244
Годовой темп прироста, %	-0,60	2,56	-6,31	10,82	-0,48
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6756	6517	6928	6642	6671
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	27.02 19:00	25.01 10:00	31.12 17:00	16.01 17:00	04.02 19:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-20,9	-21,7	-1,9	-21,1	-17,4

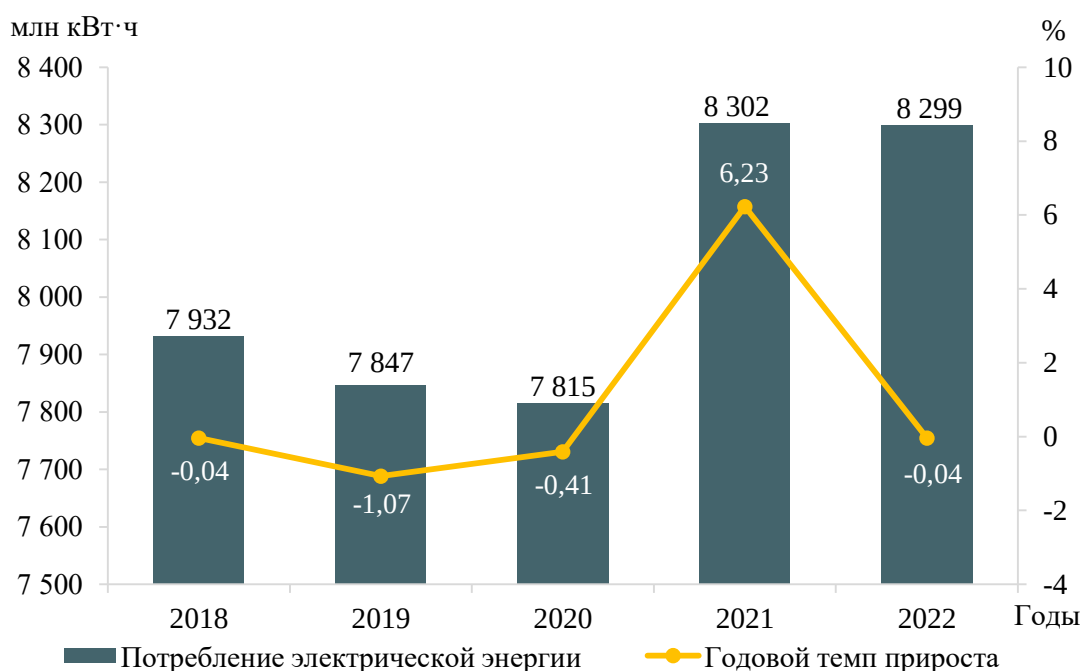


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста

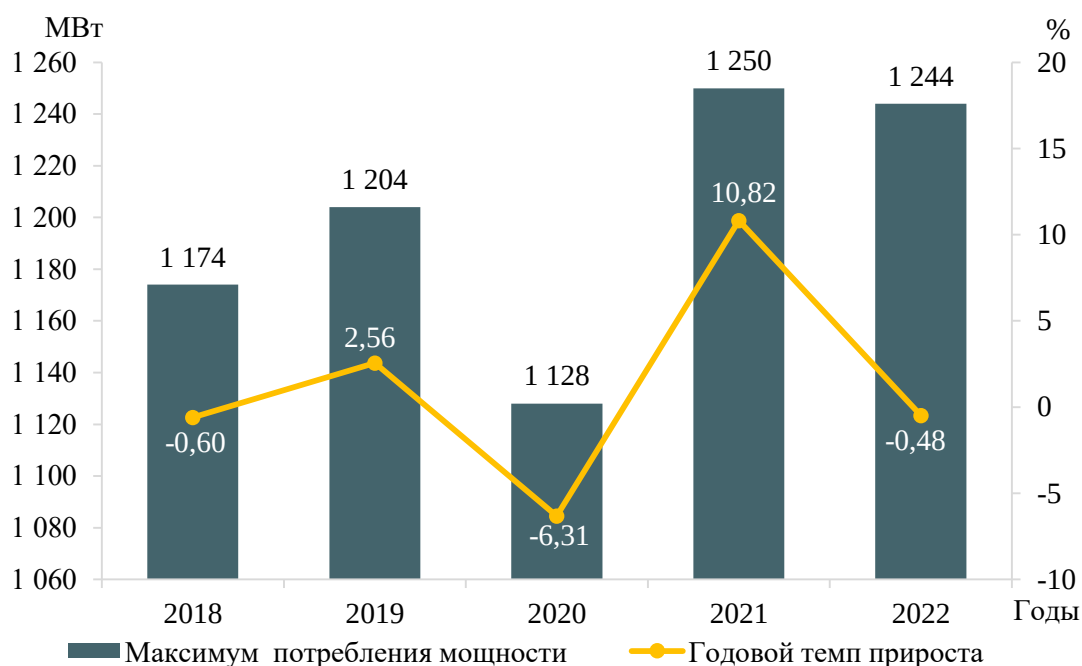


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Карелия увеличилось на 364 млн кВт·ч и составило в 2022 году 8299 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,90 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,23 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 1,07 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия вырос на 63 МВт и составил 1244 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,04 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,82 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности составило 6,31 % в 2020 году.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления в домашних хозяйствах;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

1.5 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 Карелия приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического

оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Карелия приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 1 на РП 220 кВ Белый порог протяженностью 7,66 км и 7,75 км	ООО «НГБП»	2019	7,66 км 7,75 км
2	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 2 на РП 220 кВ Белый порог протяженностью 7,52 км и 7,77 км	ООО «НГБП»	2019	7,52 км 7,77 км
3	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Белопорожская ГЭС-1 – Белый порог I цепь протяженностью 0,54 км	ООО «НГБП»	2020	0,54 км
4	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Белопорожская ГЭС-1 – Белый порог II цепь протяженностью 0,54 км	ООО «НГБП»	2020	0,54 км
5	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Борей – Каменный Бор № 2 протяженностью 129,8 км	ПАО «Россети»	2021	129,8 км
6	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 2 протяженностью 170,33 км	ПАО «Россети»	2021	170,33 км
7	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Каменный Бор – Петрозаводск протяженностью 286,8 км	ПАО «Россети»	2021	286,8 км
8	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-3 Ондской ГЭС протяженностью 0,17 км	ПАО «Россети»	2021	0,17 км
9	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-3 Путкинской ГЭС протяженностью 1,41 км	ПАО «Россети»	2021	1,41 км
10	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-4 Ондской ГЭС протяженностью 0,76 км	ПАО «Россети»	2021	0,76 км
11	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-4 Путкинской ГЭС протяженностью 3,46 км	ПАО «Россети»	2021	3,46 км
12	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный протяженностью 331,94 км	ПАО «Россети»	2021	331,94 км

Таблица 5 – 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	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с установкой УШР 330 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2021	180 Мвар
2	330 кВ	Строительство РП 330 кВ Борей с установкой ШР 330 кВ мощностью 110,5 Мвар	ПАО «Россети»	2021	110,5 Мвар
3	330 кВ	Строительство РП 330 кВ Каменный Бор с установкой УШР 330 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2021	180 Мвар
4	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Сортавальская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 17,5 Мвар каждая	ПАО «Россети»	2021	2×17,5 Мвар

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Республики Карелия к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- Петрозаводский энергоузел;
- энергорайон Западной Карелии.

2.1.1 Петрозаводский энергоузел

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Петрозаводском энергоузле.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Петрозаводского энергоузла

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением СШ 220 кВ ПС 220 кВ Древлянка в период полного останова Петрозаводской ТЭЦ, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 63 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ

2.1.2 Энергорайон Западной Карелии

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне Западной Карелии.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона Западной Карелии

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) превышает АДТН на величину до 10 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 9,1 МВт	Создание на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) устройства АОПО ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) с действием на ОН в объеме не менее 9,1 МВт при ТНВ -28 °С	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166) с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124) с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки обходного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166) с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124) с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки обходного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности

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. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-9,1
	20.06.2018	13,0
2019	18.12.2019	-0,9
	19.06.2019	18,4
2020	16.12.2020	-1,9
	17.06.2020	15,4
2021	15.12.2021	-1,5
	16.06.2021	13,5
2022	21.12.2022	-4,7
	15.06.2022	14,4

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

– для однотрансформаторных 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 АО «Прионежская сетевая компания»

Рассмотрены предложения АО «Прионежская сетевая компания» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольного замера за период

2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	110/10	Т-1	ТРДН-40000/110/10	115/10,5	40	2015	76	6,8	6,71	6,23	8,75	6,2	4,15	5,38	5,8	5,52	4,77	0
			Т-2	ТРДН-40000/110/10	115/10,5	40	2014	76	10,18	8,05	6,71	6,72	8,84	6,12	5,88	8,67	4,86	3,41	

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Т-1	ТРДН-40000/110/10	2015	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-40000/110/10	2014	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	2018	16,98	ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	ООО «Стройинвест КСМ»	ПР0458-13	09.09.2013 (доп. соглашение от 13.05.2019)	2023	7,44	0	10	2,976	23,22	23,22	23,22	23,22	23,22	23,22
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	ООО Специализированный застройщик «Равновесие»	ПР0463-22	19.09.2022	2024	3,5	0	10	1,4						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	АО Специализированный застройщик СК «Век»	ПР0202-22	01.09.2022	2023	1,6	0	10	0,64						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	ГБУЗ РК «Республиканская больница им. В.А. Баранова»	ПР0254-21	01.12.2021	2023	1,563	0	0,4	0,313						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	ППК «Единый заказчик»	ПР0118-23	16.03.2023	2024	0,866	0	0,4	0,174						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	ТУ на ТП менее 670 кВт (44 шт.)			2024	1,108	0	0,4	0,111						

ПС 110 кВ Онего (ПС 71).

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 16,98 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 34 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,1 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 6,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,98 + 6,24 + 0 - 0 = 23,22 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 46 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «Прионежская сетевая компания» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Онего (ПС 71) с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА).

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 Карелия 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 от сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Республики Карелия, отсутствуют.

2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 12 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 12 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 12 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Северо-Запад»	Строительство ПС 110 кВ Прионежская с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый. Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Прионежская ориентировочной протяженностью 0,45 км каждый
2	Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»	Техническое перевооружение тяговой подстанции Нюхча. Замена понижающих трансформаторов, монтаж устройства продольной компенсации реактивной мощности
3	АО «Прионежская сетевая компания»	Строительства нового центра питания 110 кВ в районе д. Деревянное Прионежского р-на Республики Карелия
4	АО «Прионежская сетевая компания»	Строительства нового центра питания 110 кВ в районе д. Бесовец Прионежского р-на Республики Карелия

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 Карелия приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Карелия

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	2×250 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

Потребность в реализации 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, не выявлена.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 14 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Карелия, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 14 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Карелия

№ 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	АО «Карельский окатыш» (развитие)	АО «Карельский окатыш»	233,112	15,9	220	2024	ПС 220 кВ Костомукша (ПС 52)

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия на период 2024–2029 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8300	8787	8891	8969	9060	9446	9667
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	487	104	78	91	386	221
Годовой темп прироста, %	–	5,87	1,18	0,88	1,01	4,26	2,34

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Карелия области прогнозируется на уровне 9667 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,20 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 487 млн кВт·ч или 5,87 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 78 млн кВт·ч или 0,88 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по Республики Карелия учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

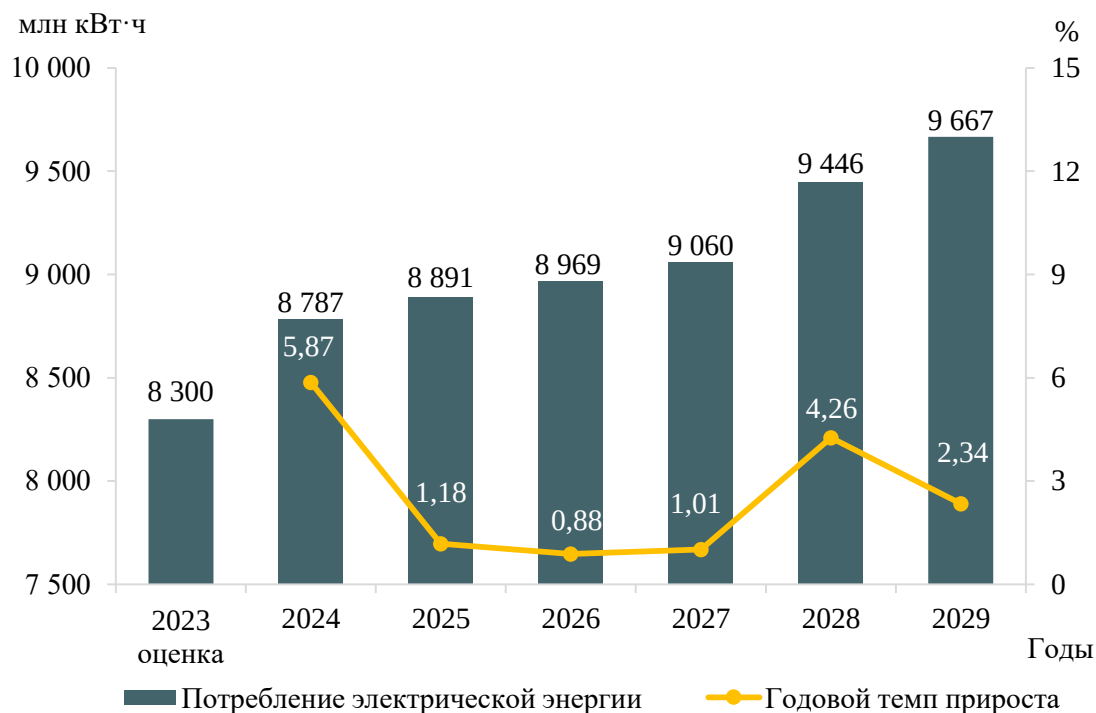


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия обусловлена следующими основными факторами:

- значительным ростом потребления предприятиями информационных технологий – дата центром, образованным на производственной площадке алюминиевого завода АО «РУСАЛ Урал» филиала «РУСАЛ Надвоицы»;
- развитием комбината по добыче и переработке железной руды АО «Карельский окатыш».

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1270	1326	1331	1332	1344	1398	1434
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	56	5	1	12	54	36
Годовой темп прироста, %	–	4,41	0,38	0,08	0,90	4,02	2,58
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6535	6627	6680	6733	6741	6757	6741

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия к 2029 году прогнозируется на уровне 1434 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,05 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 56 МВт или 4,41 %, что обусловлено значительным ростом потребления действующим потребителем, наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит 1 % или 0,08 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. К 2029 году ожидается уплотнение годового режима и число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6741 ч/год против 6627 ч/год в 2024 году.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Карелия в 2023 году ожидаются в объеме 49,8 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 8,1 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Карелия в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Карелия, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	49,8	8,1	–	–	–	–	–	8,1
ГЭС	49,8	8,1	–	–	–	–	–	8,1

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия в 2029 году составит 1152,8 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Карелия не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия представлена в таблице 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия представлена на рисунке 6.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	1144,7	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8
ГЭС	686,7	694,8	694,8	694,8	694,8	694,8	694,8
ТЭС	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0

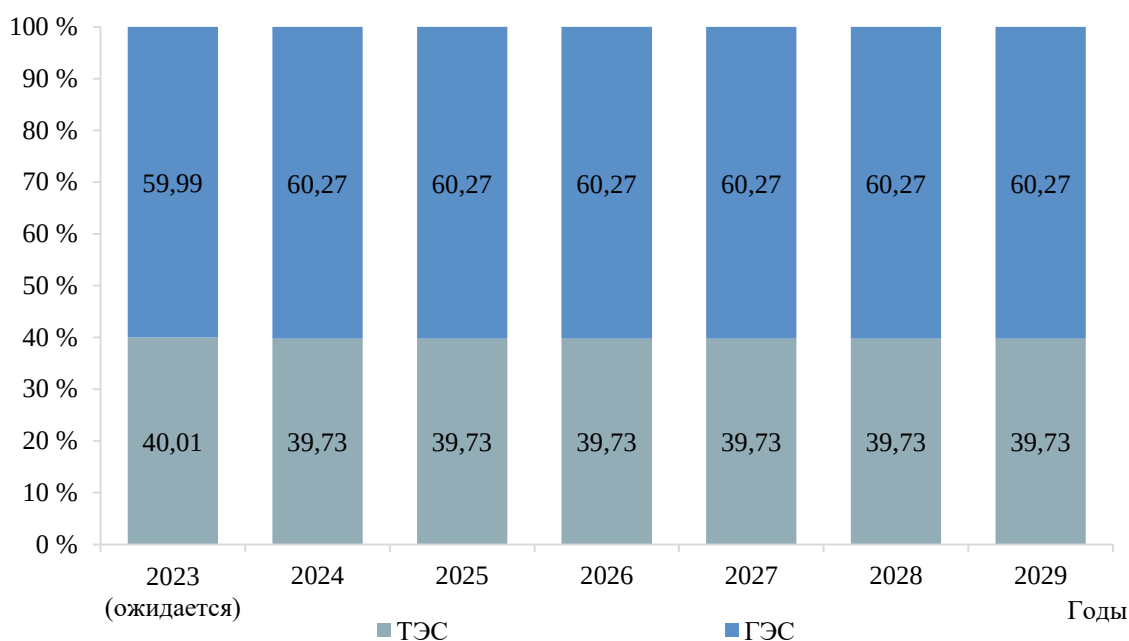


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Карелия 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 2024–2029 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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки обходного выключателя с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Карелия

В таблице 20 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 Карелия.

Таблица 20 – 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 Карелия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	–	–	2×10	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Прионежская горная компания»	ООО «Прионежская горная компания»	–	7,8 4
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	–	–	2×0,9	–	–	–	1,8				

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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	2×250	–	–	500	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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Республики Карелия, отсутствуют.

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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 [3].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2023 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

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

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2023 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз); Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (базовый прогноз) и Сценарных условиях функционирования экономики Российской Федерации и основных параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (базовый прогноз), в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381, (таблица 22).

Таблица 22 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы					
			2018	2019	2020	2021	2022	4 кв. 2023
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019	105,3	–	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020	–	106,8	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2021	–	–	105,6	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.09.2022	–	–	–	104,9	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 14.04.2023	–	–	–	–	114,6	105,8

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона Западной Карелии

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» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2024–2044 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет 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 110 кВ – 5,9 %.

Таблица 23 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для энергорайона Западной Карелии

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция			Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2023 года, млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.	
						110 кВ	
Вариант № 1.1 (установка на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) АОПО ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) с передачей сигнала по ВЧ-каналу)							
Установка на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) АОПО на ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173)	–	–	–	110	–	–	3,76
Создание на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) УПАСК (ПРД)	–	–	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с установкой ВЧЗ в ячейке ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166)	–	–	–	110	–	–	0,89
Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с установкой ВЧЗ в ячейке ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166)	–	–	–	110	–	–	0,89
Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с установкой ВЧЗ в ячейке ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124)	–	–	–	110	–	–	0,89
Реконструкция ПС 220 кВ Суоярви с установкой ВЧЗ в ячейке ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124)	–	–	–	110	–	–	0,89
Реконструкция ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с установкой ВЧ-обработки в ячейке ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166)	–	–	–	110	–	–	11,39
Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с установкой ВЧ-обработки в ячейке ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166)	–	–	–	110	–	–	11,39
Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с установкой ВЧ-обработки в ячейке ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124)	–	–	–	110	–	–	11,39
Реконструкция ПС 220 кВ Суоярви с установкой ВЧ-обработки в ячейке ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124)	–	–	–	110	–	–	11,39
Создание на ПС 220 кВ Суоярви УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	1,18
Создание на ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	2,60
Итого по варианту № 1.1							56,66
Вариант № 1.2 (установка на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) АОПО ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) с передачей сигнала по ВОЛС)							
Установка на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) АОПО на ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173)	–	–	–	110	–	–	3,76
Создание на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) УПАСК (ПРД)	–	–	–	–	–	–	
Создание на ПС 220 кВ Суоярви УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	1,18
Создание на ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	2,60
Создание ВОЛС от ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) до ПС 220 кВ Суоярви ¹	–	89,012	–	–	–	–	32,05
Итого по варианту № 1.2							39,59
Вариант № 2 (замена трансформаторов тока на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64), ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39))							
Замена ТТ на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) на ТТ с номинальным током не менее 600 А	–	–	–	110	–	–	4,49
Замена ТТ на ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) на ТТ с номинальным током не менее 600 А	–	–	–	110	–	–	16,86
Итого по варианту № 2							21,35

Таблица 24 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1.1	Вариант № 1.2	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	56,66	39,59	21,35
То же в %	265 %	185 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	66,86	14,03	25,19
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	89,48	46,48	33,72
То же в %	265 %	138 %	100 %

¹ Включает создание ВОЛС от ПС 110 кВ Пряжа до ПС 110 кВ Ведлозеро (46,012 км) и участка ВОЛС от ПС 110 кВ Ведлозеро до ПС 220 кВ Суоярви (43 км).

Таблица 25 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1.1 развития электрической сети для энергорайона Западной Карелии в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	56,66	56,66	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 на новое строительство:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ	56,66	56,66	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), %:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	66,86	0,00	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34
в том числе:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ	66,86	0,00	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	123,52	56,66	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	89,48	56,66	3,10	2,87	2,65	2,46	2,28	2,11	1,95	1,81	1,67	1,55	1,43	1,33	1,23	1,14	1,05	0,98	0,90	0,84	0,77	0,72

Таблица 26 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1.2 развития электрической сети для энергорайона Западной Карелии в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	39,59	39,59	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 на новое строительство:																						
ВЛ	32,05	32,05	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 110 кВ	7,54	7,54	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 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	14,03	0,00	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
в том числе:																						
ВЛ	5,13	0,00	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Электрооборудование и РУ 110 кВ	8,90	0,00	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	53,62	39,59	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	46,48	39,59	0,65	0,60	0,56	0,52	0,48	0,44	0,41	0,38	0,35	0,32	0,30	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,18	0,16	0,15

Таблица 27 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития электрической сети для энергорайона Западной Карелии в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	21,35	21,35	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 на новое строительство:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ	21,35	21,35	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), %:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	25,19	0,00	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
в том числе:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ	25,19	0,00	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	46,54	21,35	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	33,72	21,35	1,17	1,08	1,00	0,93	0,86	0,79	0,73	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

Как видно из таблицы 24, наиболее экономичным вариантом развития сетей для энергорайона Западной Карелии является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

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.

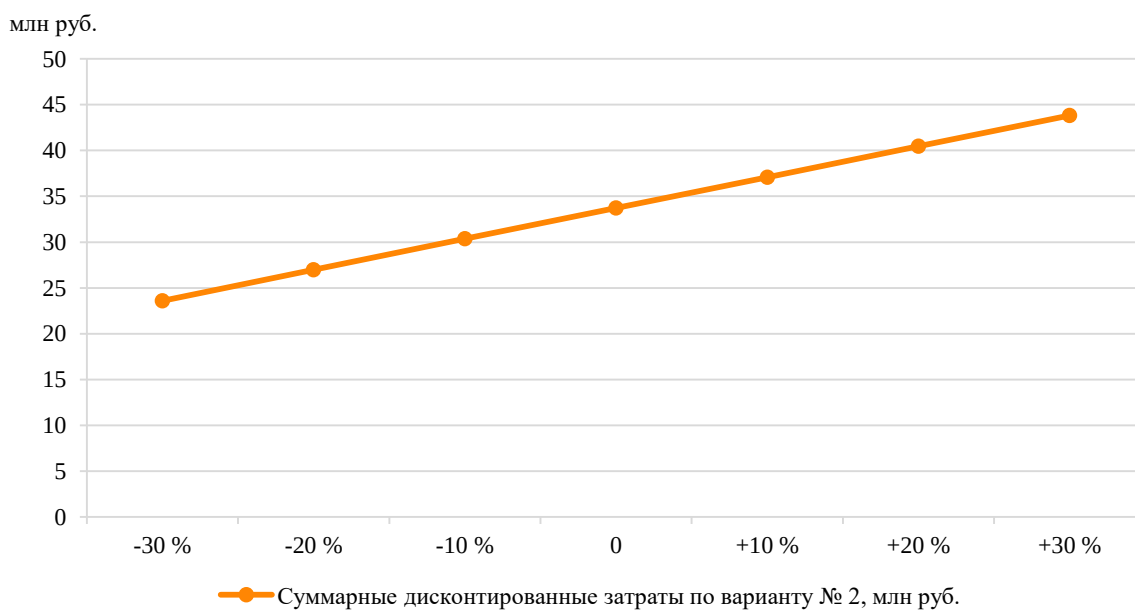
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 7.

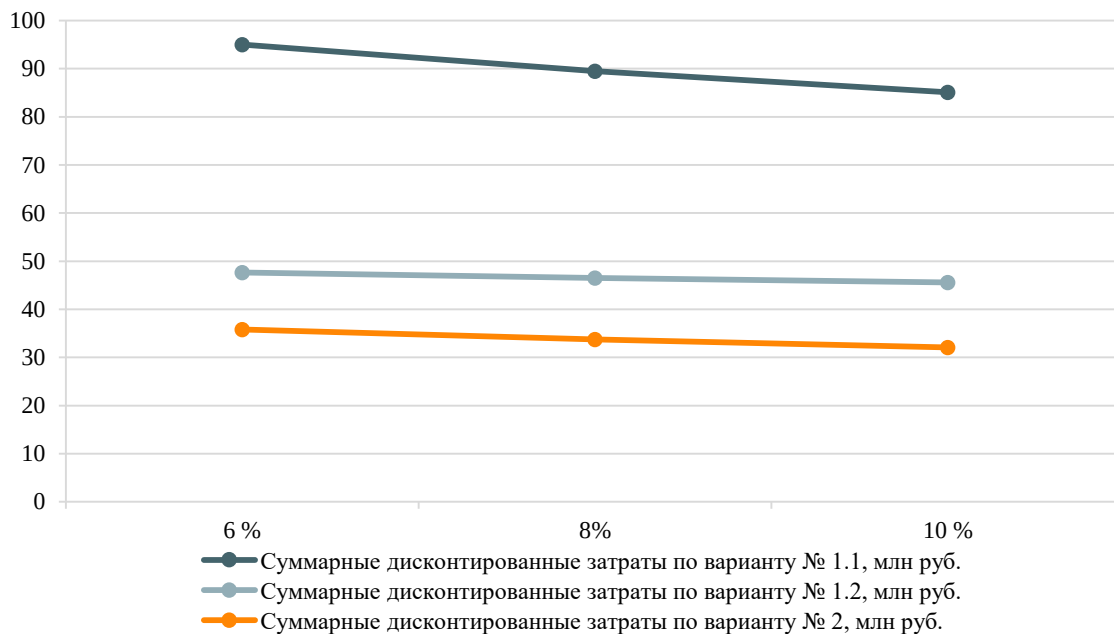


Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	24	27	30	34	37	40	44

Рисунок 7 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

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

млн руб.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1.1, млн руб.	95	89	85
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1.2, млн руб.	48	46	46
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	36	34	32

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 № 2 даже на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 2 и вариантом № 1.1 составляет 104 %, а между вариантом № 2 и вариантом № 1.2 – 6 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % варианты № 1.1, 1.2 остаются более затратными по отношению к варианту № 2, разница составляет 265 % и 133 % соответственно. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 1.1, 1.2 остаются также более затратными по отношению к варианту № 2, разница составляет 265 % и 142 % соответственно.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития сетей для энергорайона Западной Карелии сохраняет свое экономическое преимущество даже при ухудшении исходных показателей на 30 %.

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

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети Республики Карелия, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

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 и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации 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

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Карелия 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Республики Карелия осуществляют свою деятельность 8 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северо-Запад» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 53 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Карелия) и АО «Прионежская сетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 29 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Карелия).

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 Карелия 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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 тарифов², 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.

² Постановление Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 28.11.2022 № 198 и Постановление Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 25.11.2022 № 194.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 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 группы³, 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 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 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % 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 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – 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)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)

³ 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
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
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 2023 год постановлением Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 28.11.2022 № 198 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Карелия, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации⁴.

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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Карелия, оплачивающих услуги по передаче 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 Карелия, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республики Карелии, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления

⁴ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов от 14.04.2023 и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (22.11.2018).

электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 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 по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Республики Карелия по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	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	5,6 %	1,0 %	0,9 %	1,0 %	4,3 %	2,4 %

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 утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

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 Республики Карелия представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Карелия (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1668	1596	1673	1693	1355	1355
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	22	–	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2365	2199	2444	2129	1711	1711

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Карелия 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 31 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 31 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Карелия 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	9,7	10,2	10,7	11,3	11,7	12,2
НВВ	млрд руб.	9,7	10,1	10,5	11,0	11,0	11,0
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,002	-0,1	-0,2	-0,3	-0,8	-1,1
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8
Среднегодовой темп роста	%	–	105	104	104	100	101
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,5	2,6	2,7	2,5	2,5
Среднегодовой темп роста	%	–	103	103	103	96	98
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,001	-0,03	-0,05	-0,07	-0,18	-0,26

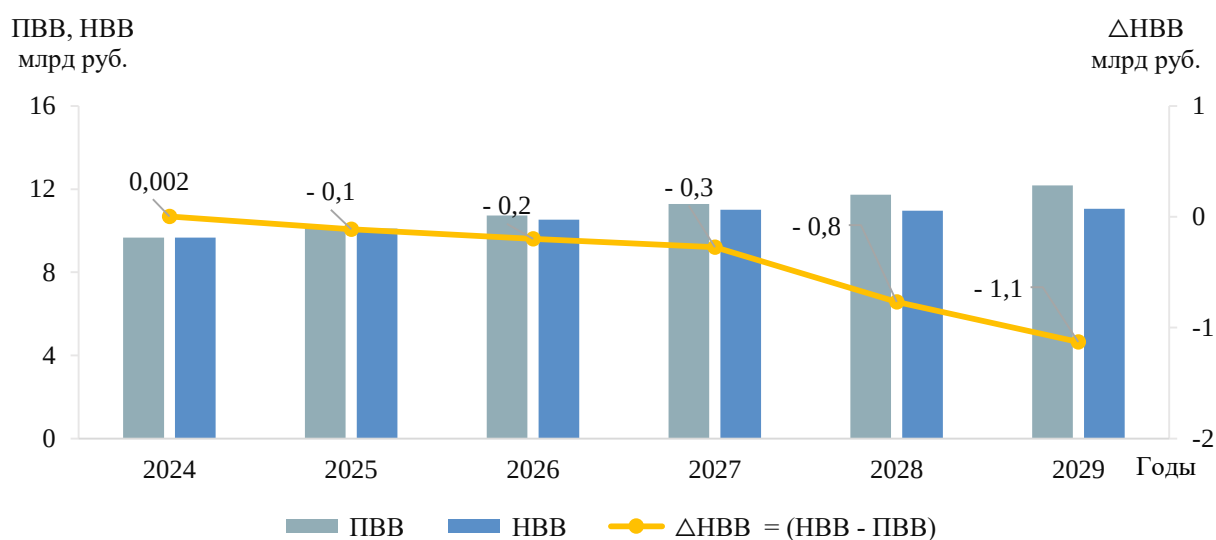


Рисунок 9 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Карелия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 31, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Республики Карелия 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 Карелия 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 2023 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 в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,3 и 0,9 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 10.

млрд руб.

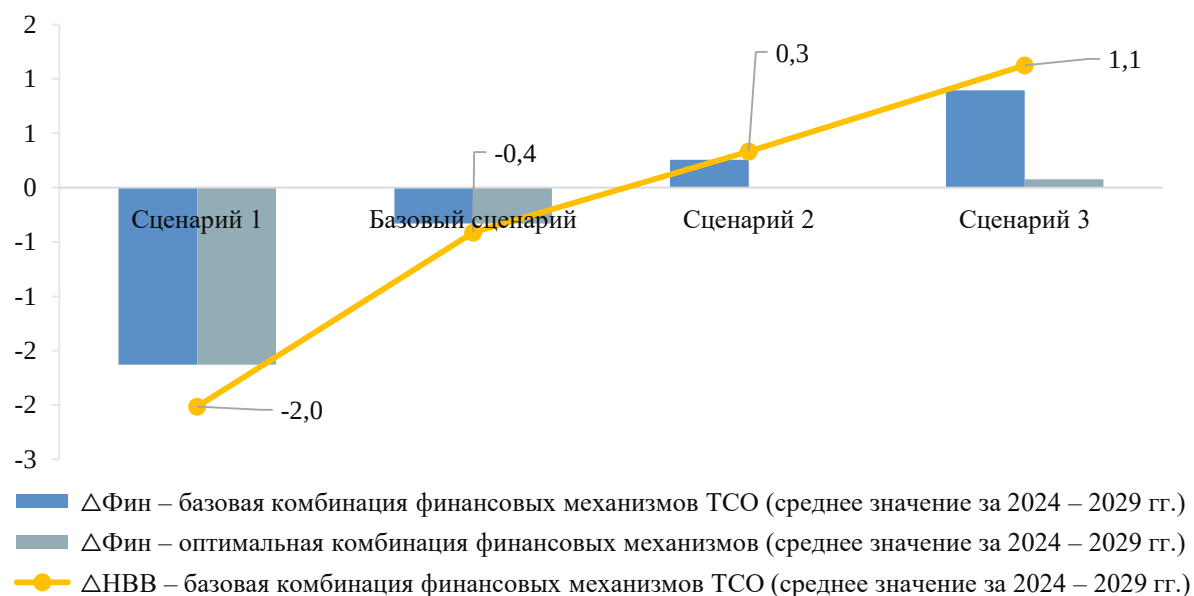


Рисунок 10 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	11 %	12 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	10 %	50 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	13 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 10, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 32). В наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определена возможность снижения дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Карелия, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Карелия, 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 Карелия оценивается в 2029 году в объеме 9667 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,20 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия к 2029 году увеличится и составит 1434 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,05 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6627–6757 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Карелия в 2023 году ожидаются в объеме 49,8 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 8,1 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия в 2029 году составит 1152,8 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Карелия в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Карелия.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1,8 км, трансформаторной мощности 20 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

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 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

3. 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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

4. 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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

5. 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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

6. 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: 24.08.2023).

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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Республики Карелия													
Ондская ГЭС (ГЭС-4)	ООО «ЕвроСибЭнерго-тепловая энергия»			–									
		1	ПЛ-577-ВБ-370		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	ПЛ-577-ВБ-370		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		3	ПЛ-577-ВБ-370		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		4	ПЛ-577-ВБ-370		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Маткожненская ГЭС (ГЭС-3)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-Каплан		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
		2	ПЛ-Каплан		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
		3	ПЛ-Каплан		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
Установленная мощность, всего		–	–		63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	
Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-661-ВБ-550		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	ПЛ-661-ВБ-550		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-661-ВБ-550		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	ПЛ-661-ВБ-550		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		3	ПЛ-661-ВБ-550		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Беломорская ГЭС (ГЭС-6)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-661-ВБ-550		8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
		2	ПЛ-661-ВБ-550		8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
		3	ПЛ-661-ВБ-550		8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
Установленная мощность, всего		–	–		24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	
Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		2	ПЛ-661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		3	ПЛ-661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
Установленная мощность, всего		–	–		84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	
Подужемская ГЭС (ГЭС-10)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ15/661-В-650		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		2	ПЛ15/661-В-650		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Установленная мощность, всего		–	–		48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Радиально-осевая		10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	
		2	Радиально-осевая		10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	
		3	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		–	–		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Радиально-осевая		12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	
		2	Радиально-осевая		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
Установленная мощность, всего		–	–		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛИ20/811-B-500		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ПЛИ20/811-B-500		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–		18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛИ-30/800-B-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		2	ПЛИ-30/800-B-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		3	ПЛИ-30/800-B-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		4	ПЛИ-30/800-B-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего		–	–		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
Игнойла ГЭС (ГЭС-26)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Поворотно-лопастная		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Установленная мощность, всего		–	–		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Пиени-Йоки ГЭС (ГЭС-24)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Харлу ГЭС (ГЭС-22)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Вертикальная проп.		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	Вертикальная проп.		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Суури-Йоки ГЭС (ГЭС-25)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Питкякоски ГЭС (ГЭС-19)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Радиально-осевая		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Хямекоски ГЭС (ГЭС-21)	ПАО «ТГК-1»			–									
		2	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
		3	РО 12-Г-105		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
		4	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
		5	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
Установленная мощность, всего		–	–		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Петрозаводская ТЭЦ	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	
ТЭС-2	АО «Кондопожский ЦБК»			Газ, мазут									
		1	ПТ-30-3,4-1		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		2	ПТ-30-3,4-1		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
ТЭС-1	АО «Кондопожский ЦБК»			Газ, мазут									
		1	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
		2	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
		3	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ТЭЦ РК-Гранд	ООО «РК-Гранд»			Мазут, черный щелок									
		1	ПР-10-35/10/2,5		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
ТЭЦ-1	АО «Сегежский ЦБК»			Древесные отходы, мазут									
		1	Р-12-35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭС-2	АО «Сегежский ЦБК»			Черный щелок									
		3	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	Р-12-35/5		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
МГЭС Ляскеля	АО «Норд Гидро»			–									
		1	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		2	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		3	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		4	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		5	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		6	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Установленная мощность, всего		–	–		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
МГЭС Рюмякоски	АО «Норд Гидро»				–								
		1	Каплан	0,6		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–	0,6		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
МГЭС Каллиокоски	АО «Норд Гидро»			–									
		1	Kaplan S-Turbine S-18,0/SR6A		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Белопорожская ГЭС-1	ООО «НГБП»			–									
		Г-1, Г-2	Гидротурбина поворотно–лопастная (код ГТП GVIE0436)			24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–			24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Белопорожская ГЭС-2	ООО «НГБП»			–									
		Г-1, Г-2	Гидротурбина поворотно–лопастная (код ГТП GVIE0437)			24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–			24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
МГЭС «Сегозерская ГЭС»	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			–									
		1	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE 1329)				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		2	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE 1329)				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		3	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE 1329)				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–				8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	

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 Карелия

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	2×250	–	–	500	–	Реновация основных фондов	1142,73	1142,73
2	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	582,83	579,92
3	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	21,30	21,30
4	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
5	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
6	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС 39) с заменой ТТ ячейки обходного выключателя с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
7	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,67	5,67

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), 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, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.