

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ  
СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ – АЛАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Описание энергосистемы .....	7
1.1 Основные внешние электрические связи .....	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	7
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	8
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном период .....	10
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	12
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	12
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 .....	12
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	12
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 .....	16
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	16
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	16
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	16
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 .....	16
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	17
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	17
3.2 Прогноз потребления электрической энергии .....	19

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	20
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	21
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	23
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	23
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 Северная Осетия – Алания .....	23
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	25
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 .....	25
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	27
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	28
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	29
7.1	Основные подходы.....	29
7.2	Исходные допущения.....	30
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	33
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	34
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	35
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>38</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>39</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>40</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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.....	<b>42</b>

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
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
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства

ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Северная Осетия – Алания 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 потребности в электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания с выделением данных по Республике Северная Осетия – Алания 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 Северная Осетия – Алания на территории Республики Северная Осетия – Алания на период до 2029 года, в том числе:

- 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;

- 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 Северная Осетия – Алания входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

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

- филиал ПАО «Россети» – Северо-Кавказское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Северная Осетия – Алания;

- филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Севкавказэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Северная Осетия – Алания;

- ООО «Промсвет» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Северная Осетия – Алания.

### **1.1 Основные внешние электрические связи**

Энергосистема Республики Северная Осетия – Алания связана с энергосистемами:

- Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.; ВЛ 330 кВ – 1 шт.; ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

- Республики Ингушетия (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

- Кабардино-Балкарской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.; КВЛ 330 кВ – 1 шт.; ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

- Чеченской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.; ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

- Республики Дагестан (Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.;

- Грузии: ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

- Республики Южная Осетия: КВЛ 110 кВ – 2 шт.

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии**

В энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания на 01.01.2023 составила 448,1 МВт, в том числе: ГЭС – 442,1 МВт, ТЭС – 6,0 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 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	448,1	–	–	–	–	448,1
ГЭС	442,1	–	–	–	–	442,1
ТЭС	6,0	–	–	–	–	6,0

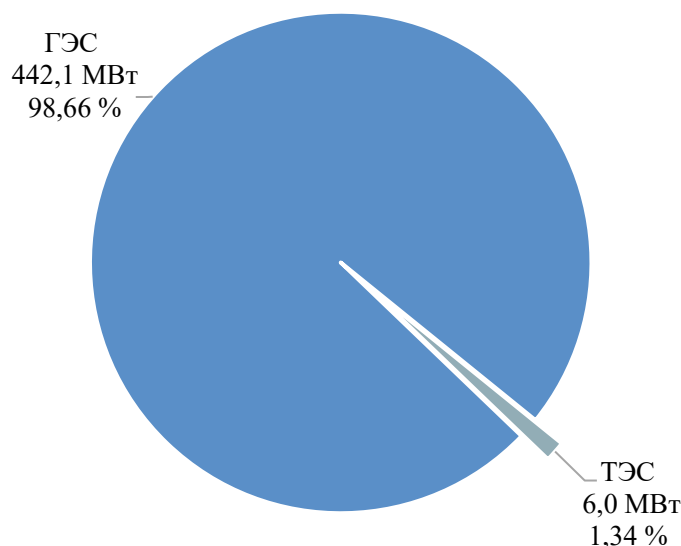


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания приведена в таблице 2 и на рисунках 2, 3.



Таблица 2 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2050	1721	1704	1834	1867
Годовой темп прироста, %	-3,85	-16,05	-0,99	7,63	1,80
Максимум потребления мощности, МВт	380	309	345	331	371
Годовой темп прироста, %	-2,56	-18,68	11,65	-4,06	12,08
Число часов использования максимума потребления, ч/год	5395	5570	4939	5541	5032
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	19.01 18:00	04.12 17:00	23.12 17:00	24.12 19:00	07.12 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-3,8	-1,6	-2,5	-10,1	-3,2

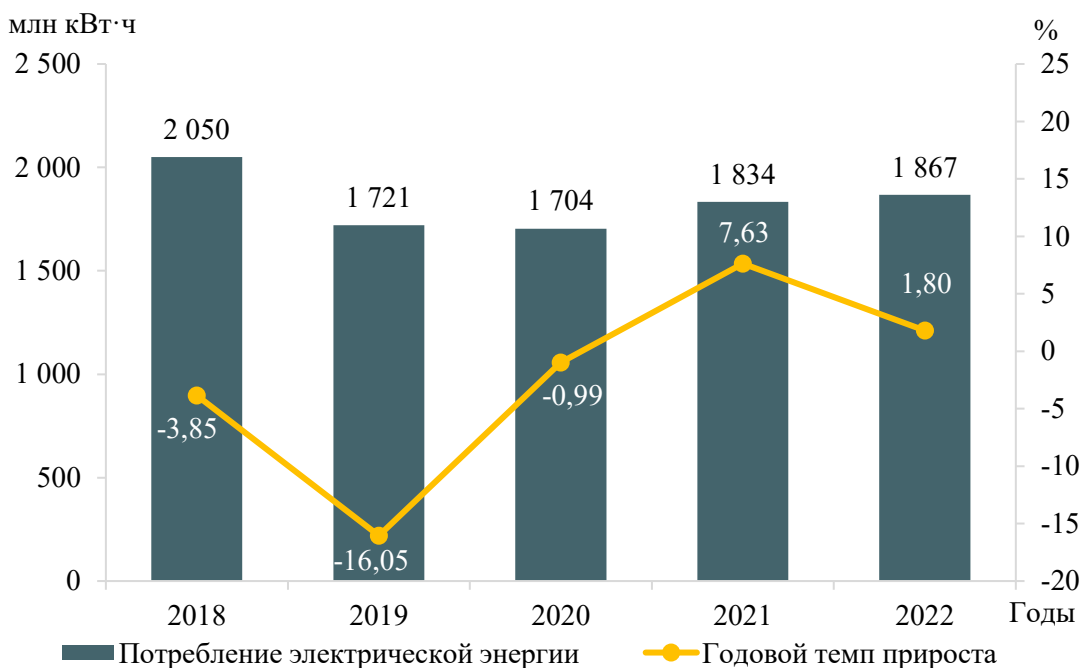


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания и годовые темпы прироста

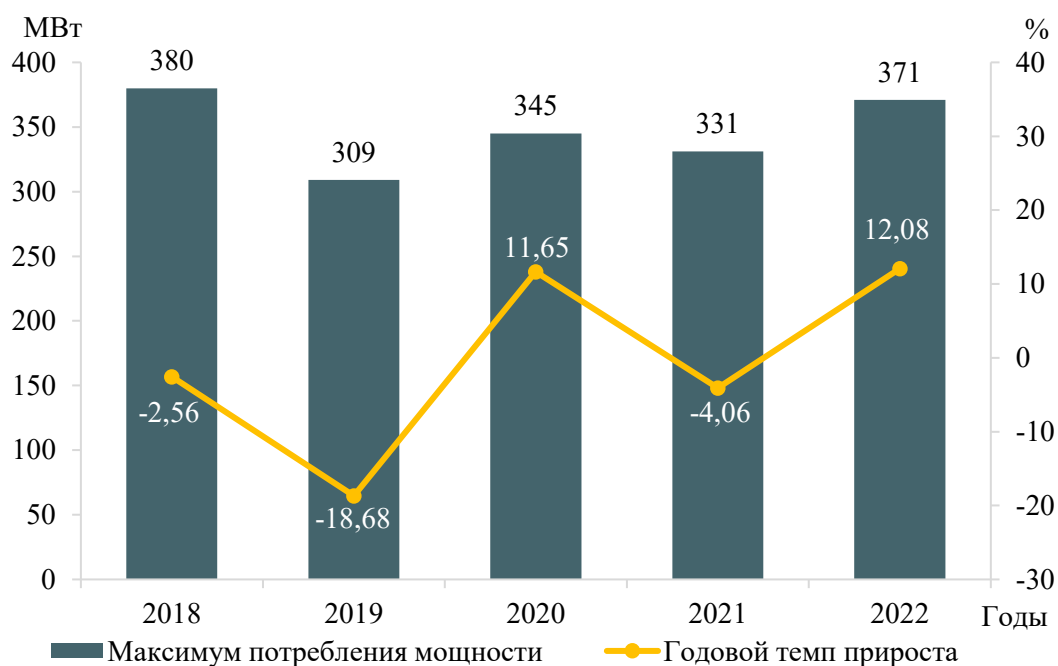


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания снизилось на 265 млн кВт·ч и составило в 2022 году 1867 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -2,62 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,63 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 16,05 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания снизился на 19 МВт и составил 371 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,99 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,08 % в 2022 году. Наибольшее годовое снижение составило 18,68 % в 2019 году, связанное с консервацией производства ПАО «Электроцинк». Следует отметить, что в отчетном периоде потребление мощности изменялось скачкообразно с диапазоном изменения от -71 МВт до +40 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания обуславливалась следующими факторами:

- консервацией производственных мощностей ПАО «Электроцинк»;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- увеличением потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах.

### 1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном период

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Северная Осетия – Алания приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	ПАО «Россети»	2019	37 км
2	330 кВ	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	ПАО «Россети»	2019	37 км
3	500 кВ	ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания	ПАО «Россети»	2019	253,2 км

## 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 Северная Осетия – Алания отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

#### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 4 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 4 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	- 3,2
	20.06.2018	20,8
2019	18.12.2019	5,0
	19.06.2019	23,4
2020	16.12.2020	3,5
	17.06.2020	21,4
2021	15.12.2021	7,9
	16.06.2021	22,9
2022	21.12.2022	- 2,1
	15.06.2022	19,8

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Северный Кавказ»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северный Кавказ» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 5 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 6 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 7 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 5 – Фактическая нагрузка 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 <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Ардон-110	110/35/10	T-1	ТРДН-16000/110	115/38,5/11	16	1984	90	3,68	11,43	0	3,86	11,25	7,92	8,36	8,09	9,11	2,29	0
			T-2	ТРДН-10000/110	115/38,5/11	10	1991	91	7,81	0	9,10	7,57	0	0	0	0	0	5,50	

Таблица 6 – 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 Ардон-110	T-1	ТРДН-16000/110	1984	90	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-10000/110	1991	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 7 – 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 <sub>ном</sub> 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 Ардон-110	2018	11,49	ПС 110 кВ Ардон-110	ТУ на ТП менее 670 кВт (108 шт.)			2023	0,796	0,014	0,4	0,079	11,717	11,717	11,717	11,717	11,717	11,717
				ПС 110 кВ Ардон-110	ООО «Остров Аквакультура»	7647/2021/СОФ/АрдРЭС	02.09.2021	2023	1,16	0	35	0,116						

### ПС 110 кВ Ардон-110.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 11,49 МВА. В ПАР отключения трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 98,5 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора Т-2. В ПАР отключения трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 61,6 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора Т-1.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2 при ТНВ  $-3,2^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,166.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,195 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,217 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,49 + 0,217 + 0 - 0 = 11,707 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 100,4 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора Т-2, в ПАР отключения трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 62,6 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора Т-1.

Возможность снижения загрузки Т-2 ПС 110 кВ Ардон-110 ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 расчетный объем ГАО составит 0,047 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 11,707 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Ардон-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

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

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

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Республики Северная Осетия – Алания, отсутствуют.

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

#### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Республики Северная Осетия – Алания для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

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



### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы**

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

В таблице 8 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 8 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания

№ 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	ВТРК «Мамисон»	ГКУ «Служба заказчика-застройщика Республики Северная Осетия – Алания»	0,0	17,3	110	2023–2024 2028	ПС 110 кВ Мамисон

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания на период 2024–2029 годов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1893	1925	1981	2018	2034	2054	2066
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	32	56	37	16	20	12
Годовой темп прироста, %	–	1,69	2,91	1,87	0,79	0,98	0,58

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Северная Осетия – Алания прогнозируется на уровне 2066 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,46 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 56 млн кВт·ч или 2,91 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 12 млн кВт·ч или 0,58 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 8.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания обусловлена следующими основными факторами:

- развитием туристической сферы, в том числе строительством круглогодичного горно-рекреационного курорта «Мамисон»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	342	359	362	365	368	371	374
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	17	3	3	3	3	3
Годовой темп прироста, %	–	4,97	0,84	0,83	0,82	0,82	0,81
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5535	5362	5472	5529	5527	5536	5524

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания к 2029 году прогнозируется на уровне 374 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,12 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 17 МВт или 4,97 %; в остальные годы прогнозируемого периода прирост ожидается по 3 МВт или на уровне 0,84–0,81 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в целом на перспективу останется разуплотненным, как и в отчетный период, однако, к 2029 году будет иметь тенденцию к незначительному уплотнению, и число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5524 ч/год против 5362 ч/год в 2024 году.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Северная Осетия-Алания в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2024–2029 годов планируется в объеме 20,2 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия-Алания в 2029 году составит 468,3 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Северная Осетия-Алания не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия-Алания представлена в таблице 11. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия-Алания представлена на рисунке 6.

Таблица 11 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия-Алания, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Республики Северная Осетия-Алания	448,1	448,1	463,1	466,9	467,6	468,3	468,3
ГЭС	442,1	442,1	457,1	460,9	461,6	462,3	462,3
ТЭС	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0

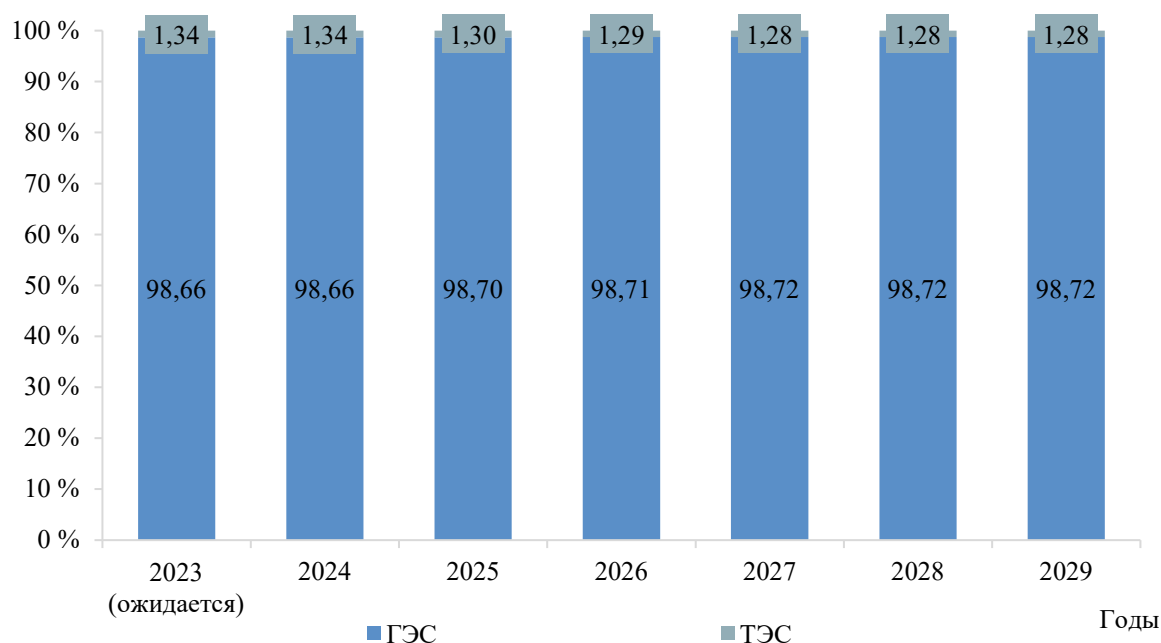


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия-Алания

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания 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**

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Республики Северная Осетия – Алания не требуются.

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

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

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

№ 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 Мамисон с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ГКУ «Служба заказчика-застройщика Республики Северная Осетия – Алания»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ГКУ «Служба заказчика-застройщика Республики Северная Осетия – Алания» (горно-рекреационный комплекс «Мамисон»)	ГКУ «Служба заказчика-застройщика Республики Северная Осетия – Алания»	–	20,64
2	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Зарамаг – Мамисон ориентировочной протяженностью 17 км		110	км	2×17	–	–	–	–	–	–	34				
3	Ввод в эксплуатацию двухцепной ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Назрань-2 протяженностью 20 км	ООО «РусАлЭнерго»	110	км	2×20	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РусАлЭнерго»	ООО «РусАлЭнерго»	–	18



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

Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, отсутствуют.

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ 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 110 кВ Ардон-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Северная Осетия – Алания 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 Северная Осетия – Алания осуществляют свою деятельность 7 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 68 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Северная Осетия – Алания) и ГУП «Аланияэнергосеть» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 17 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Северная Осетия – Алания).

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 Северная Осетия – Алания 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;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

– 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 тарифов<sup>1</sup>, 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,

---

<sup>1</sup> Постановление Региональной службы по тарифам РСО-Алания от 29.11.2022 № 92 и от 30.12.2021 года № 72.

принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 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 группы<sup>2</sup>, 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 14.

Таблица 14 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

<sup>2</sup> 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 объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	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 Региональной службы по тарифам Республики Северная Осетия – Алания от 29.11.2022 № 90 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Северная Осетия – Алания, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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 Северная Осетия – Алания, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).



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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 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 электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,7 %	2,9 %	1,9 %	0,8 %	1,0 %	0,6 %

### 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 основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной 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 Северная Осетия – Алания представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Северная Осетия – Алания (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:	168	66	67	35	35	35
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	30	31	33	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	175	67	143	20	20	20

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Северная Осетия – Алания 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 17 и на рисунке 7.

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 17 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Северная Осетия – Алания 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.	5,2	5,6	5,9	6,2	6,4	6,6
НВВ	млрд руб.	7,2	7,2	7,0	7,2	7,0	6,8

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,1	1,6	1,1	1,0	0,6	0,2
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,7	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4
Среднегодовой темп роста	%	—	105	104	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,1	5,0	4,8	4,8	4,7	4,5
Среднегодовой темп роста	%	—	96	96	101	96	97
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,5	1,1	0,8	0,7	0,4	0,1

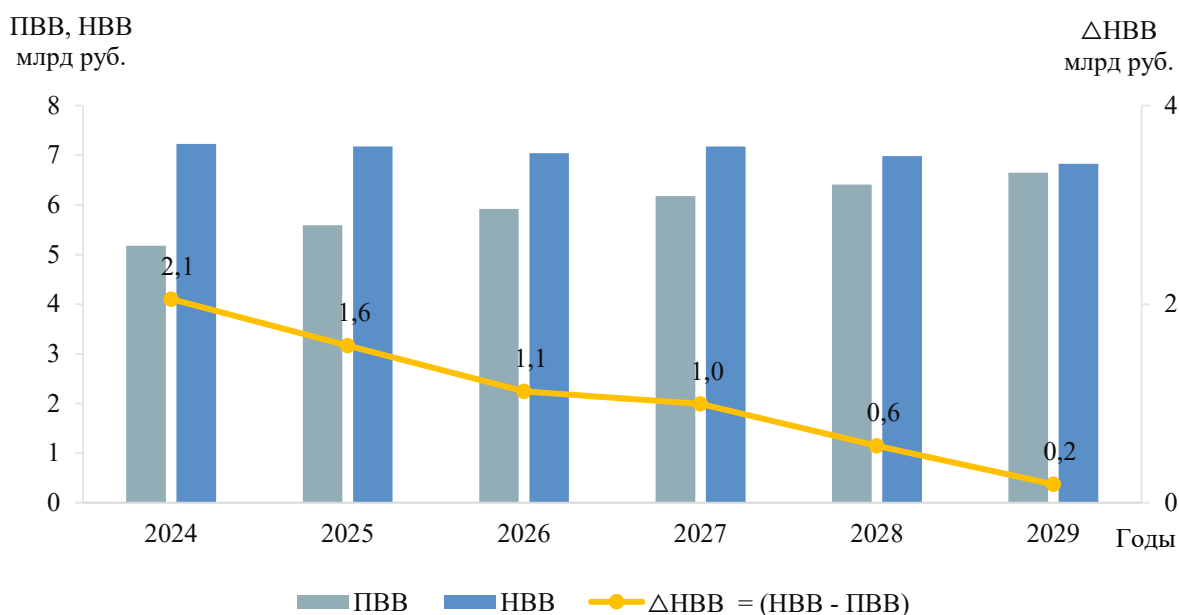


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Северная Осетия – Алания при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 17, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Северная Осетия – Алания 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 Северная Осетия – Алания при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

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 недостаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях. Дефицит финансирования в указанных сценариях за 2024–2029 годы составляет 0,8–1,6 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

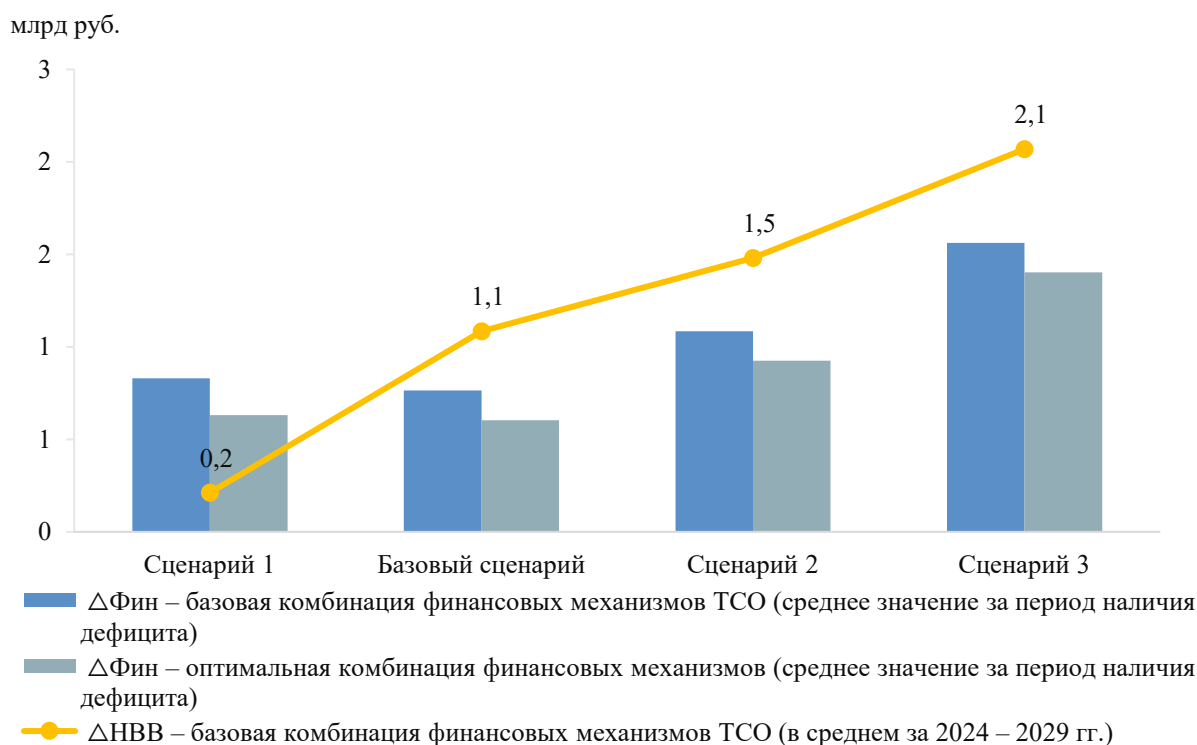


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России от изменения темпов

роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Северная Осетия – Алания

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	100 %	100 %	100 %	100 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде сохраняется дефицит финансирования во всех сценариях в том числе, с учетом изменения финансовых механизмов (таблица 18). Значительный размер дефицита финансирования обусловлен высокими планируемыми объемами ввода объектов основных средств в эксплуатацию в 2023 году на территории субъекта Российской Федерации, в соответствии с инвестиционными программами организаций.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания, 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 Северная Осетия – Алания оценивается в 2029 году в объеме 2066 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,46 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания к 2029 году увеличится и составит 374 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,12 %.

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания обусловлена следующими основными факторами:

- развитием туристической сферы, в том числе строительство круглогодичного горно-рекреационного курорта «Мамисон»;

- ростом потребления в домашних хозяйствах.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5362–5536 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Северная Осетия-Алания в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2024–2029 годов планируется в объеме 20,2 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в 2029 году составит 468,3 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности электростанций, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Северная Осетия – Алания.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 90 км, трансформаторной мощности 50 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: 30.11.2023).

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: 30.11.2023).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

4. 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: 30.11.2023).

**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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					01.01.2023								
					Установленная мощность (МВт)								
<b>Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания</b>													
Эзминская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Северо-Осетинский филиал			–									
		1	PO-15-BM-160 (PO310-B-160)		15,0	15,0	15,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Модернизация в 2025 г.
		2	PO-15-BM-160 (PO310-B-160)		15,0	15,0	15,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Модернизация в 2025 г.
		3	PO-15-BM-160 (PO310-B-160)		15,0	15,0	15,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Модернизация в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	45,0	45,0	45,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Дзауджикауская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Северо-Осетинский филиал			–									
		1	PO-123-BB-140 (PO 45/820-B-46)		3,0	3,0	3,0	3,0	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		2	The James Leffel Built BY (PO 45/820-B-46)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2027 г.
		3	The James Leffel Built BY (PO 45/820-B-46)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	3,2	3,2	Модернизация в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,2	8,9	9,6	9,6		
Гизельдонская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Северо-Осетинский филиал			–									
		1	П-461-ГИ		7,6	7,6	7,6	7,6	8,8	8,8	8,8	8,8	Модернизация в 2026 г.
		2	П-461-ГИ		7,6	7,6	7,6	7,6	8,8	8,8	8,8	8,8	Модернизация в 2026 г.
		3	П-461-ГИ		7,6	7,6	7,6	7,6	8,8	8,8	8,8	8,8	Модернизация в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	22,8	22,8	22,8	22,8	26,4	26,4	26,4	26,4		
Беканская ГЭС	ООО «ЮГЭНЕРГО»			–									
		1	PO «ФОЙТ»		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
		2	PO «ФОЙТ»		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		



Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					01.01.2023								
Павлодольская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Северо-Осетинский филиал			–									
		1	ПР245-ВБ-220		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
		2	ПР245-ВБ-220		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Установленная мощность, всего		–	–		2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
ТЭЦ Бесланского маисового комбината	ОАО «Бесланский маисовый комбинат»			Газ									
		1	Р-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		–	–		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Кора-Урдонская ГЭС	ООО «ЮГЭНЕРГО»			–									
		1	РО-300-ГФ60		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
		2	РО-300-ГФ60		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Зарамагская ГЭС (Главная ГЭС)	ПАО «РусГидро» – Северо-Осетинский филиал			–									
		1	ПЛ-70-340		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Фаснальская ГЭС	ООО «Экогенерация»			–									
		4	К450-Г2-96		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
		–	–		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
Зарамагская ГЭС-1	ПАО «РусГидро» – Северо-Осетинский филиал			–									
		1	К 600-В6-341.2		173,0	173,0	173,0	173,0	173,0	173,0	173,0	173,0	
		2	К 600-В6-341.2		173,0	173,0	173,0	173,0	173,0	173,0	173,0	173,0	
		–	–		346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	
Установленная мощность, всего		–	–		346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Республики Северная Осетия - Алания

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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 Северная Осетия – Алания	Республика Северная Осетия – Алания	Реконструкция ПС 110 кВ Ардон-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	112,30	112,30

**Примечания**

1<sup>1)</sup> 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<sup>2)</sup> 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.