

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ ХАКАСИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1.1 Сорско-Туимский энергорайон	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	29
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	29
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	29
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	29
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	29
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	30
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	31
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	31
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	33
3.3	Прогноз потребления мощности.....	34
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	35
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	37
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	37
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 Хакасия.....	39
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	41
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	44
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	46
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	49
7.1	Основные подходы.....	49
7.2	Исходные допущения.....	50
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	53
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	54
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	56
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	58
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	59

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	61
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.....	62

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
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
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
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
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЦОД	–	центр обработки данных
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Хакасия за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2031 года.

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

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Хакасия входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Хакаское РДУ и обслуживает территорию Республики Хакасия.

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

– филиал ПАО «Россети» – Хакаское ПМЭС – предприятие, обслуживающее электрические сети 500–220–110 кВ на территории Республики Хакасия, Республики Тыва, а также юга Красноярского края;

– филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Хакасия.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Хакасия связана с энергосистемами:

– Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 5 шт., КВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Кемеровской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): КВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., КВЛ 220 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Хакасия

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «РУСАЛ Саяногорск»	1454,0
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	68,0
Более 10 МВт	
ООО «Актив Туим»	29,0
ООО «Сорский ГОК»	28,0
ОП «СТС» АО «Байкалэнерго»	24,0
АО «Интелион Дата»	20,0
АО «РМ Рейл Абаканвагонмаш»	19,0
АО «РУСАЛ САЯНАЛ»	15,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия на 01.01.2025 составила 7167,1 МВт, в том числе: ГЭС – 6721,0 МВт, ТЭС – 440,9 МВт, СЭС – 5,2 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 Хакасия, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	7167,1	–	–	–	–	7167,1
ГЭС	6721,0	–	–	–	–	6721,0
ТЭС	440,9	–	–	–	–	440,9
СЭС	5,2	–	–	–	–	5,2

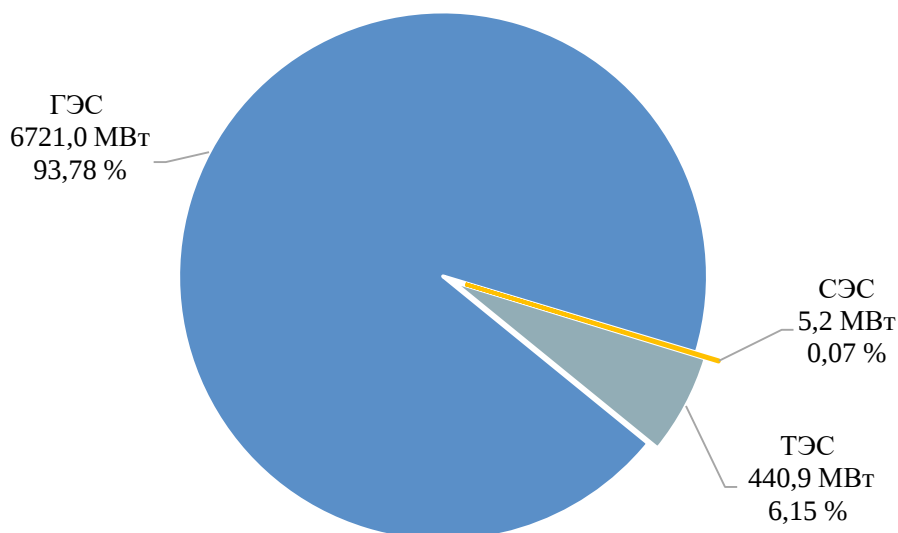


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Хакасия в 2024 году составило 25316,8 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 22746,9 млн кВт·ч, ТЭС – 2564,1 млн кВт·ч, СЭС – 5,8 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

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

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	30086,0	32611,6	19251,9	25689,2	25316,8
ГЭС	28081,5	30472,3	16550,3	23253,3	22746,9
ТЭС	1999,1	2133,2	2695,7	2429,9	2564,1
СЭС	5,5	6,1	5,9	6,0	5,8

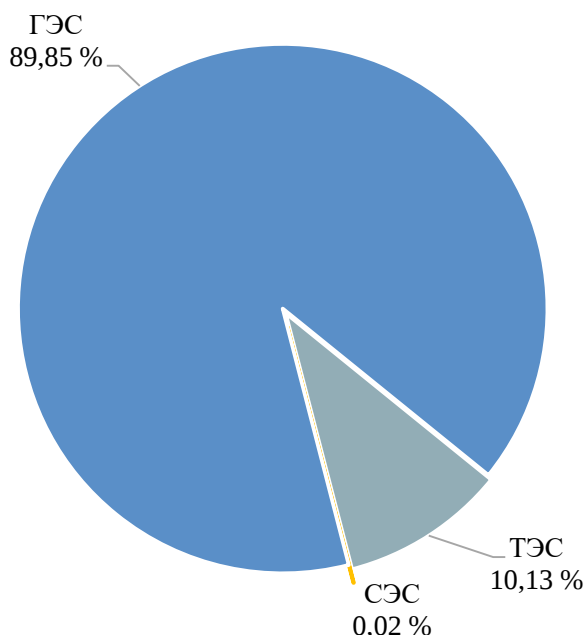


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Хакасия в 2024 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Хакасия приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16588	16764	16934	17102	17613

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Годовой темп прироста, %	-0,58	1,06	1,01	0,99	2,99
Максимум потребления мощности, МВт	2132	2134	2219	2267	2302
Годовой темп прироста, %	-2,29	0,11	3,97	2,16	1,54
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7780	7855	7631	7544	7651
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	12.01 07:00	23.12 06:00	05.12 07:00	13.12 08:00	31.01 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-23,6	-16,9	-25,7	-31,3	-22,4

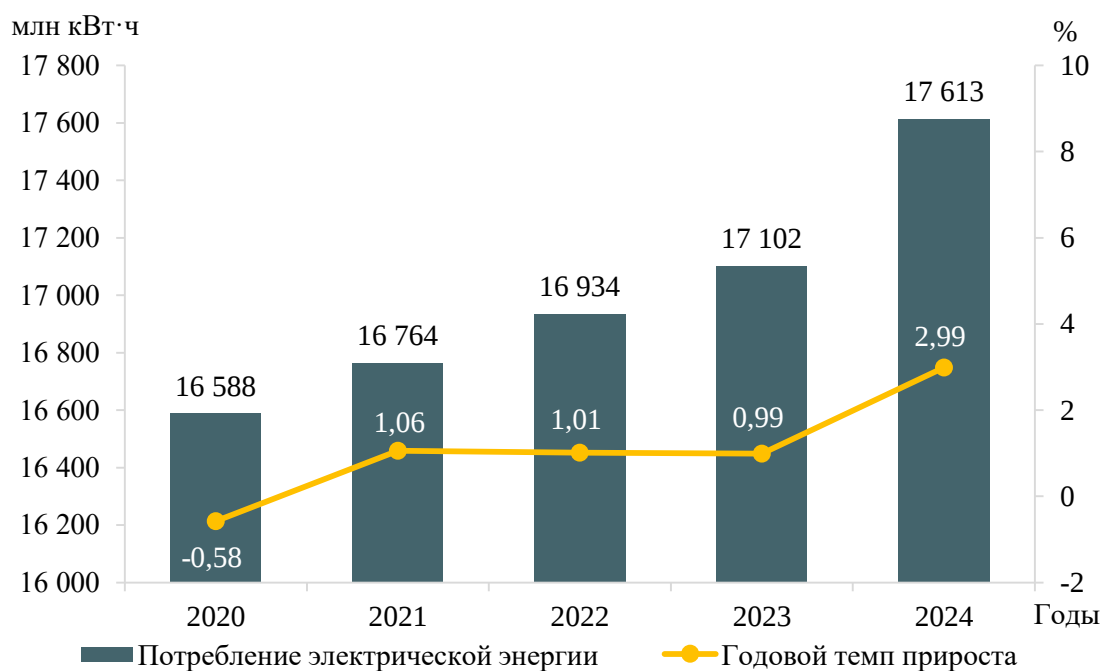


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

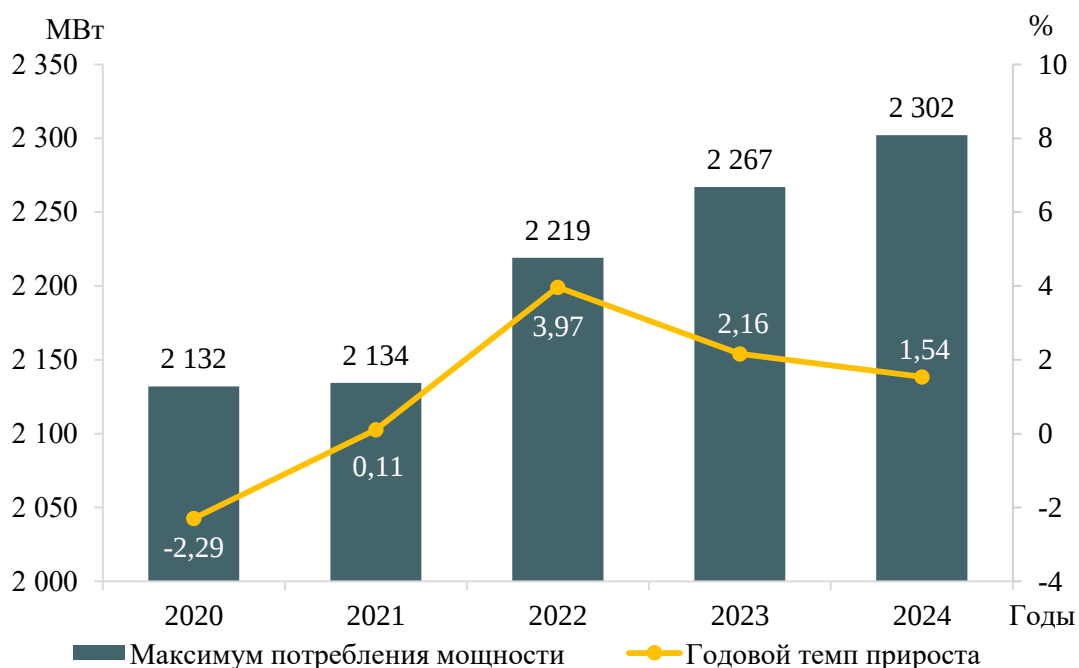


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия увеличилось на 929 млн кВт·ч и составило в 2024 году 17613 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,09 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 2,99 % в 2024 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,58 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия увеличился на 120 МВт и составил 2302 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,08 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 3,97 % в 2022 году, что обусловлено низкой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности, а также ростом выпуска продукции металлургических производств; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 2,29 %, что обусловлено началом пандемии и введением ограничений.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия был зафиксирован в 2010 году в размере 2377 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- ростом потребления в металлургическом производстве и добыче полезных ископаемых;
- вводом в эксплуатацию центров обработки данных.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Хакасия приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Хакасия приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Означенное – Бея I цепь до ПС 220 кВ Степная с корректировкой диспетчерского наименования на ВЛ 220 кВ Означенное – Степная I цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Бея протяженностью 72,05 км	ПАО «Россети»	2021	72,05 км (новый участок 1,082 км)
2	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Означенное – Бея II цепь до ПС 220 кВ Степная с корректировкой диспетчерского наименования на ВЛ 220 кВ Означенное – Степная II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Бея протяженностью 72,06 км	ПАО «Россети»	2021	72,06 км (новый участок 50,6 км)
3	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Тёя – Чарыш протяженностью 48,67 км	ПАО «Россети»	2021	48,67 км
4	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Тёя – Югачи с заменой провода и опор протяженностью 63,1 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2021	63,1 км (новый участок 46,35 км)
5	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Степная – Югачи протяженностью 53,24 км	ПАО «Россети»	2021	53,24 км, (новый участок 36,746 км)
6	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Степная – Бискамжа, образованной в результате реконструкции ВЛ 220 кВ Аскиз – Югачи (Д-53), ВЛ 220 кВ Югачи – Тёя (Д-54) и ВЛ 220 кВ Тёя – Бискамжа (Д-55), протяженностью 104,88 км	ПАО «Россети»	2021	104,88 км (новый участок 0,563 км)
7	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Степная – Камышта, образованной из ВЛ 220 кВ Камышта – Аскиз (Д-52) путем отключения от ПС 220 кВ Аскиз и подключением к ПС 220 кВ Степная, протяженностью 41,22 км	ПАО «Россети»	2021	41,22 км (новый участок 0,563 км)

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Степная – Абаза, образованной из ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) путем отключения от ПС 220 кВ Аскиз и подключением к ПС 220 кВ Степная, протяженностью 88,4 км	ПАО «Россети»	2021	88,4 км (новый участок 0,944 км)
9	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Бискамба – Теба, образованной в результате реконструкции ВЛ 220 кВ Бискамба – Чарыш (Д-56) и ВЛ 220 кВ Теба – Чарыш (Д-57), протяженностью 99,821 км	ПАО «Россети»	2021	99,821 км (новый участок 1,321 км)
10	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Междуреченская – Чарыш протяженностью 84,808 км	ПАО «Россети»	2021	84,808 км
11	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Аллюминиевая – ГПП-3 ХАЗ I цепь (Д-85) до ПС 220 кВ ГПП-3 ХАЗ протяженностью 0,145 км	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2022	0,145 км
12	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Аллюминиевая – ГПП-3 ХАЗ IV цепь (Д-88) до ПС 220 кВ ГПП-3 ХАЗ протяженностью 0,0855 км	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2023	0,0855 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Степная с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×40 МВА
2	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тёя с установкой двух трансформаторов 220/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×16 МВА
3	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-2 СА3 с заменой трансформатора 4Т 220 кВ мощностью 275 МВА на трансформатор 220 кВ мощностью 320 МВА	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2022	320 МВА
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-3 ХАЗ с установкой трансформатора 16Т 220 кВ мощностью 80 МВА	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2022	80 МВА
5	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-3 ХАЗ с установкой трансформатора 17Т 220 кВ мощностью 80 МВА	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2023	80 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чалпан с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Восточно-Бейский разрез»	2023	2×10 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой третьего автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПАО «Россети»	2024	801 МВА
8	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Сора с заменой автотрансформатора 2АТ 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2024	63 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ташеба-Сельская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2024	2×10 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Западная с установкой трансформатора 3Т (ММПС) 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2024	25 МВА

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

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

На территории Республики Хакасия к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– Сорско-Туимский энергорайон.

2.1.1 Сорско-Туимский энергорайон

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

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Сорско-Туимского энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением 1сек-220 и 2сек-220 ПС 220 кВ Туим, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сора, токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сора превышает АДТН на величину до 27 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 19 МВт	Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: АОПО 1АТ; АОПО 2АТ	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: АОПО 1АТ; АОПО 2АТ
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением 1АТ и 2АТ ПС 220 кВ Сора, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Туим, токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Туим превышает АДТН на величину до 32 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 23 МВт	Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: АОПО 1АТ; АОПО 2АТ	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: АОПО 1АТ; АОПО 2АТ

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (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		
		Энергосистема Республики Хакасия	Абакано-Черногорский энергорайон энергосистемы Республики Хакасия	Сорско-Туимский энергорайон энергосистемы Республики Хакасия
2020	16.12.2020	-9,6	-9,5	-11,9
	17.06.2020	15,3	16,3	14,1
2021	15.12.2021	-20,6	-22,8	-20,8
	16.06.2021	13,8	13,0	14,5
2022	21.12.2022	-9,5	-12,4	-5,6
	15.06.2022	21,8	22,2	22,0
2023	20.12.2023	-24,2	-26,5	-21,5
	21.06.2023	19,8	21,7	17,9
2024	18.12.2024	-21,0	-21,3	-21,3
	19.06.2024	14,2	15,2	12,6

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 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Подсинее	110/10	1Т	115/11	10	4,50	5,30	5,81	6,41	6,13	0	3,51	0	2,53	2,63	0
			2Т	115/11	10	2,98	3,85	4,48	6,25	6,83	4,48	1,89	5,21	3,18	3,16	
2	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	110/10	1Т	115/11	10	1,37	1,78	2,62	4,53	6,35	0	1,17	0	1,76	1,96	0
			2Т	115/11	10	5,07	6,00	6,29	8,22	5,15	3,25	3,95	4,81	3,97	4,00	
3	ПС 110 кВ Элеваторная	110/10	1Т	115/11	10	4,42	4,52	5,04	6,02	7,16	0	3,35	0	3,55	3,21	0
			2Т	115/11	10	4,19	5,42	5,55	7,14	5,28	5,74	3,34	6,63	3,61	3,67	
4	ПС 110 кВ Юго-Западная	110/10	1Т	115/11	16	12,49	17,00	13,68	10,76	7,62	0	6,67	5,62	6,12	5,72	0
			2Т	115/11	16	8,01	7,46	11,37	15,11	11,95	9,32	5,64	5,01	4,72	3,82	
			3Т (ММПС)	115/11	25	–	–	–	–	7,69	–	–	–	–	–	
5	ПС 110 кВ Южная	110/10	1Т	115/11	25	11,55	13,88	14,09	20,02	17,21	0	7,78	5,75	7,12	9,18	0
			2Т	115/11	25	10,11	10,17	11,53	16,97	16,53	13,77	6,62	6,03	6,36	7,69	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Подсинее	1Т	ТДН-10000/110	2011	89	1,30	1,30	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДН-10000/110	1981	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	1Т	ТДН-10000/110	1966	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-10000/110	2011	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Элеваторная	1Т	ТДН-10000/110	1982	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-10000/110	1981	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Юго-Западная	1Т	ТДН-16000/110/10	1986	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110/10	1973	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		3Т (ММПС)	ТДЦН-25000/110	2015	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ Южная	1Т	ТРНДЦН-40000/25000/110	1993	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТРНДЦН-40000/25000/110	1994	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Подсинее	2024 / зима	12,96	ПС 110 кВ Подсинее	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	11,57	0	–	1,16	14,25	14,25	14,25	14,25	14,25	14,25
2	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	2023 / зима	12,75	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	ООО «Катрина»	30.01.2023	Э-88И-22	2026	1,20	0	10	0,96	14,64	14,64	14,64	14,64	14,64	14,64
				ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	7,39	0	–	0,74						
3	ПС 110 кВ Элеваторная	2023 / зима	13,16	ПС 110 кВ Элеваторная	НО «МЖФ г. Абакана»	27.04.2024	28И-2024	2026	1,01	0	10	0,40	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11
				ПС 110 кВ Элеваторная	ООО СЗ «Жилстрой»	14.10.2021	1372-21	2026	0,29	0,58	0,4	0,12						
				ПС 110 кВ Элеваторная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	3,33	0	–	0,33						
4	ПС 110 кВ Юго-Западная	2024 / зима	27,26	ПС 110 кВ Юго-Западная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	3,80	0	–	0,38	27,68	27,68	27,68	27,68	27,68	27,68
5	ПС 110 кВ Южная	2023 / зима	36,99	ПС 110 кВ Южная	ООО «Фарватер»	10.05.2023	20.1900.667.23	2026	1,00	0	10	0,50	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55
				ПС 110 кВ Южная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,04	0	–	0,004						

ПС 110 кВ Подсинее.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 12,96 МВА. В ПАР отключения трансформатора 1Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 8,00 %. В ПАР отключения трансформатора 2Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 99,69 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 2Т при ТНВ -21,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

В соответствии с информацией ПАО «Россети Сибирь» коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т при ТНВ -21,3 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,300.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,29 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 для ТП, с учетом коэффициентов набора;

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,96 + 1,29 + 0 - 0 = 14,25 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т ПС 110 кВ Подсинее, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т, на величину до 9,58 % (без ТП превышение отсутствует).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т

ПС 110 кВ Подсинее, оставшегося в работе после отключения трансформатора 1Т, на величину до 18,71 % (без ТП превышение до 8,00 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Подсинее ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного трансформатора 2Т (1Т) расчетный объем ГАО составит 1,25 (2,25) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 14,25 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 замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год (2Т), 2026 год (1Т).

ПС 110 кВ Ташеба-Сельская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 12,75 МВА. В ПАР отключения трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 2,00 % (6,25 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т (2Т) при ТНВ -26,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,89 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,75 + 1,89 + 0 - 0 = 14,64 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Ташеба-Сельская, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 21,98 % (17,10 %) (без ТП превышение до 6,25 % (2,00 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ташеба-Сельская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного трансформатора 1Т (2Т) на ПС 110 кВ Ташеба-Сельская расчетный объем ГАО составит 2,14 (2,64) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 14,64 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 замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Элеваторная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 13,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 9,67 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -26,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,95 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,16 + 0,95 + 0 - 0 = 14,11 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Элеваторная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 17,58 % (без ТП превышение до 9,67 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Элеваторная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Элеваторная расчетный объем ГАО составит 2,11 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 14,11 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 замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Юго-Западная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 27,26 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов, без учета ММПС, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 41,98 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -21,3^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,42 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,26 + 0,42 + 0 - 0 = 27,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Юго-Западная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 44,18 % (без ТП превышение до 41,98 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Западная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юго-Западная расчетный объем ГАО составит 8,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 27,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 36,99 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 23,30 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -26,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,04 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,56 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 36,99 + 0,56 + 0 - 0 = 37,55 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Южная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 25,17 % (без ТП превышение до 23,30 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 7,55 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 37,55 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

2.2.1.2 ООО «СКС»

Рассмотрены предложения ООО «СКС» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 12 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 14 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Белоярская	110/35/6	1Т	115/38,5/6,6	10	5,89	7,17	7,88	9,78	7,87	0	4,21	2,55	5,09	4,25	0
			2Т	115/38,5/6,6	25	4,59	4,70	5,05	6,36	7,28	1,24	3,91	6,83	3,67	3,07	
2	ПС 110 кВ Дзержинская-2	110/6	1Т	115/6,6	6,3	1,69	3,89	2,53	3,65	3,47	1,42	3,01	2,59	1,76	1,37	0
			2Т	115/6,6	10	3,48	2,47	3,93	5,44	3,01	2,20	2,20	1,76	2,23	3,07	

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{НВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Белоярская	1Т	ТДТН-10000/110	1970	98	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-25000/110	2015	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Дзержинская-2	1Т	ТМ-6300/110	1966	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-10000/110	1969	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 14 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Белоярская	2023 / зима	16,14	ПС 110 кВ Белоярская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	3,42	0	–	0,34	16,52	16,52	16,52	16,52	16,52	16,52
2	ПС 110 кВ Дзержинская-2	2023 / зима	9,09	ПС 110 кВ Дзержинская-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,09	0	–	0,01	9,10	9,10	9,10	9,10	9,10	9,10

ПС 110 кВ Белоярская.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный зимний период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 16,14 МВА. В ПАР отключения трансформатора 2Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 34,51 %. В ПАР отключения трансформатора 1Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 51,65 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т (2Т) при ТНВ -26,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,42 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,38 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,14 + 0,38 + 0 - 0 = 16,52 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т ПС 110 кВ Белоярская, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т, на величину до 37,68 % (без ТП превышение до 34,51 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т ПС 110 кВ Белоярская, оставшегося в работе после отключения трансформатора 1Т, и составляет 52,87 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белоярская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 2Т на ПС 110 кВ Белоярская расчетный объем ГАО составит 4,52 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 1Т на трансформатор мощностью не менее 16,52 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора 1Т 1×10 МВА на 1×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ООО «СКС».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Дзержинская-2.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный зимний период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 9,09 МВА. В ПАР отключения трансформатора 2Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 20,24 %. В ПАР отключения трансформатора 1Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 75,75 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -21,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,09 + 0,01 + 0 - 0 = 9,10 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т ПС 110 кВ Дзержинская-2, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т, на величину до 20,37 % (без ТП превышение до 20,24 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т ПС 110 кВ Дзержинская-2, оставшегося в работе после отключения трансформатора 1Т, и составляет 75,84 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дзержинская-2 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 2Т на ПС 110 кВ Дзержинская-2 расчетный объем ГАО составит 1,54 МВА.

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

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора 1Т 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ООО «СКС».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 Хакасия 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 Хакасия, отсутствуют.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 15 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 15 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 15 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство нового ЦП 1 (2×16 МВА) (в районе ПС 110 кВ Ташеба-Сельская)
2	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство нового ЦП 2 (2×16 МВА) (в районе ПС 110 кВ Юго-Западная) (ПС Дамба)
3	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство нового ЦП 3 (2×16 МВА) (в районе ПС 110 кВ Южная) (ПС Восточная)
4	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство нового ЦП 1 (2×40 МВА) «Горная»
5	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство нового ЦП 2 (2×16 МВА) в районе (ПС «Черногорская-Городская»)
6	ПАО «Россети Сибирь»	Реконструкция ВЛ 110 кВ С-99/С-100 с заменой провода на большее сечение (Строительство ВЛ 110 кВ Полярная – Элеваторная)

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

Перечень технических решений по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Технические решения по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 110 кВ ЧВ X ж.р. с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2×25 МВА	2028	ПАО «Россети Сибирь»
2	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Калининская I, II цепь с отпайкой на ПС Западная (С-87, С-88) до ПС 110 кВ ЧВ X ж.р.	х	2028	ПАО «Россети Сибирь»
3	Строительство ПС 110 кВ ЧВ VI ж.р. с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2×25 МВА	2030	ПАО «Россети Сибирь»
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Южная I, II цепь с отпайками (С-99, С-100) на ПС 110 кВ ЧВ VI ж.р.	х	2030	ПАО «Россети Сибирь»
5	Строительство ПС 110 кВ Горная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2×25 МВА	2030	ПАО «Россети Сибирь»
6	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ – Сибирь с отпайками (С-313/С-341) и ВЛ 110 кВ Рассвет – Сибирь с отпайками (С-316/С-342) до ПС 110 кВ Горная	х	2030	ПАО «Россети Сибирь»
7	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Полярная – Элеваторная ориентировочной протяженностью 8,74 км	2×8,74 км	2030	ПАО «Россети Сибирь»
8	Модернизация на Абаканской ТЭЦ устройства АОПО 7АТ	х	2028	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»
9	Модернизация на ПС 220 кВ Абакан-районная устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	х	2028	ПАО «Россети»
10	Создание на ПС 110 кВ Рассвет устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ – Рассвет (С-314); – АОПО ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Рассвет (С-89)	х	2030	ПАО «Россети Сибирь»

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 17 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Хакасия, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 17 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Хакасия

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	77,0	61,0	220	2027	ПС 220 кВ Чарыш ПС 220 кВ Бискамжа ПС 220 кВ Нанчхул (новая) ПС 220 кВ Югачи ПС 220 кВ Камышта
					110		ПС 110 кВ Ташеба
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	Центр обработки данных	ООО «БАМовская ТЭС-1» ЦОД	0,0	49,999	10	2025	Абаканская ТЭЦ
3	Угледобывающий комплекс	ООО «Разрез Кирбинский»	0,0	12,5	110	2026	ПС 220 кВ Абакан- районная
Инвестиционные проекты по информации от исполнительных органов субъектов РФ							
4	Реализация федерального проекта «Чистый воздух» в г. Абакане и г. Черногорске	Реализация федерального проекта «Чистый воздух» в г. Абакане и г. Черногорске	0,0	54,5	Не определено	2028 2030	Не определен

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия на период 2026–2031 годов представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	17448	17809	18139	18562	18691	18907	19213
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	361	330	423	129	216	306
Годовой темп прироста, %	–	2,07	1,85	2,33	0,69	1,16	1,62

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Хакасия прогнозируется на уровне 19213 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,25 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 423 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 2,33 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 129 млн кВт·ч или 0,69 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 17.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

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

- вводом новых промышленных потребителей; также потребителя в сфере хранения и обработки данных;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2300	2328	2387	2440	2453	2487	2506
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	28	59	53	13	34	19
Годовой темп прироста, %	–	1,22	2,53	2,22	0,53	1,39	0,76
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7586	7650	7599	7607	7620	7602	7667

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия к 2031 году прогнозируется на уровне 2506 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,22 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 59 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 2,53 %, что обусловлено реализацией проекта по развитию Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»; наименьший прирост мощности прогнозируется в 2030 году в размере 12 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,53 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период остается очень плотным, к 2031 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7667 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

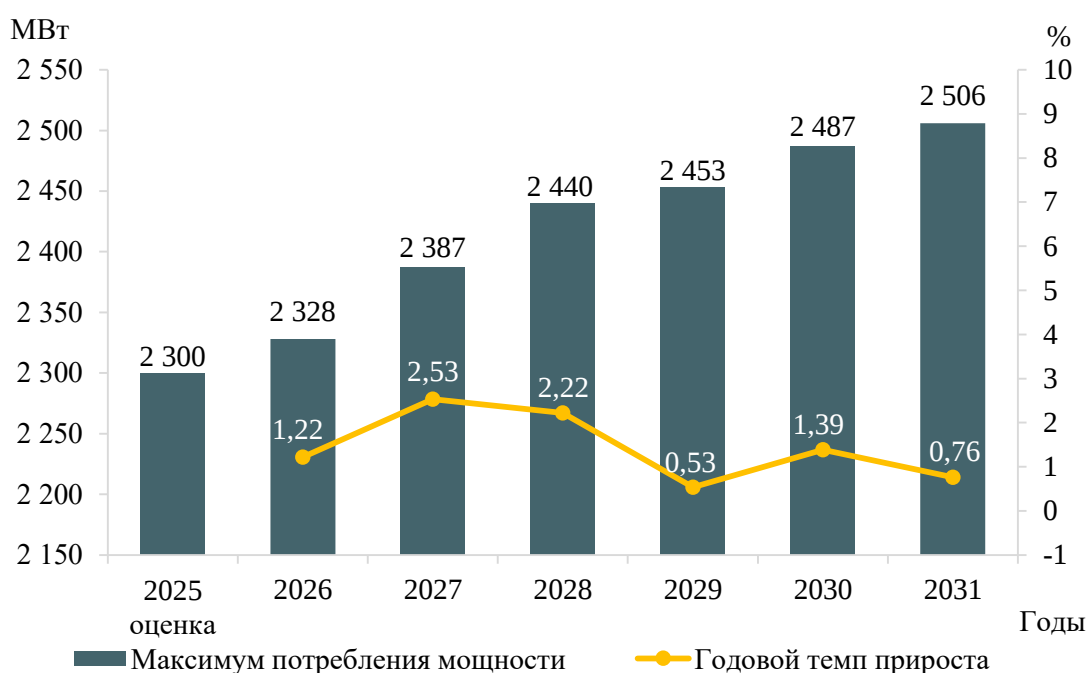


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Хакасия в период 2026–2031 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 4,9 МВт на Абаканской ТЭЦ.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия в 2031 году составит 7172 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Хакасия не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия представлена в таблице 20. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия представлена на рисунке 7.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	7167,1	7172	7172	7172	7172	7172	7172
ГЭС	6721	6721	6721	6721	6721	6721	6721
ТЭС	440,9	445,8	445,8	445,8	445,8	445,8	445,8
СЭС	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2

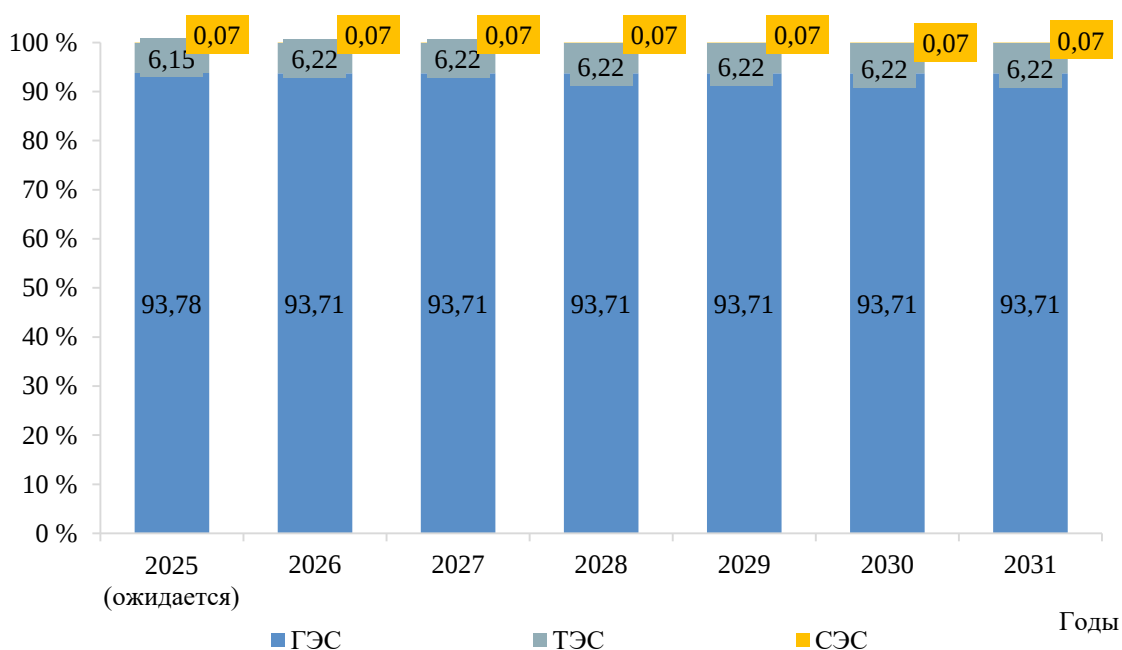


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Хакасия с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – 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	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	ПАО «Россети»	–	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 Хакасия

В таблице 22 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 Хакасия.

Таблица 22 – 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 Хакасия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство ПС 220 кВ Нанчул с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,18
2	Реконструкция ПС 220 кВ Чарыш с заменой трансформатора Т1 220/35/27,5 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	19,184	11,27
3	Строительство ПС 110 кВ Разрез Кирбинский с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Разрез Кирбинский»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Разрез Кирбинский»	ООО «Разрез Кирбинский»	–	12,5
4	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Райково – Лукьяновская с отпайками (С-319) и ВЛ 110 кВ Лукьяновская – Означенное-районная с отпайкой на ПС Очуры (С-324) до ПС 110 кВ Разрез Кирбинский ориентировочной протяженностью 29,404 км каждая	ООО «Разрез Кирбинский»	110	км	–	2×29,404	–	–	–	–	–	58,808	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Разрез Кирбинский»	ООО «Разрез Кирбинский»	–	12,5
5	Строительство ПС 110 кВ Добычная с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ООО «Восточно-Бейский разрез»	110	МВА	–	2×6,3	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Восточно-Бейский разрез»	ООО «Восточно-Бейский разрез»	10	6
6	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ Чалпан до ПС 110 кВ Добычная ориентировочной протяженностью 6,36 км	ООО «Восточно-Бейский разрез»	110	км	–	2×6,36	–	–	–	–	–	12,72	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Восточно-Бейский разрез»	ООО «Восточно-Бейский разрез»	10	6
7	Реконструкция ПС 110 кВ Райково с установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	–	1×16	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО УК «Разрез Майрыхский»	ООО УК «Разрез Майрыхский»	8,5	0,5

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ПС 110 кВ ЧВ X ж.р. с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
2	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Калининская I, II цепь с отпайкой на ПС Западная (С-87, С-88) до ПС 110 кВ ЧВ X ж.р.	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	x	–	–	–	x	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
3	Строительство ПС 110 кВ ЧВ VI ж.р. с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Южная I, II цепь с отпайками (С-99, С-100) на ПС 110 кВ ЧВ VI ж.р.	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	–	–	x	–	x	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
5	Строительство ПС 110 кВ Горная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
6	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ – Сибирь с отпайками (С-313/С-341) и ВЛ 110 кВ Рассвет – Сибирь с отпайками (С-316/С-342) до ПС 110 кВ Горная	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	–	–	x	–	x	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
7	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Полярная – Элеваторная ориентировочной протяженностью 8,74 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	–	–	2×8,74	–	17,48	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
8	Модернизация на Абаканской ТЭЦ устройства АОПО 7АТ	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	–	x	–	–	–	x	–	–	–	x	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
9	Модернизация на ПС 220 кВ Абакан-районная устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	ПАО «Россети»	–	x	–	–	–	x	–	–	–	x	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
10	Создание на ПС 110 кВ Рассвет устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ – Рассвет (С-314); – АОПО ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Рассвет (С-89)	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	–	–	–	–	–	х	–	х	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Белоярская с заменой трансформатора 1Т 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «СКС»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Дзержинская-2 с заменой трансформатора 1Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ООО «СКС»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Подсинее с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
		ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	Реконструкция ПС 110 кВ Ташеба-Сельская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Элеваторная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Западная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
7	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

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 Хакасия, 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:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 26.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ООО «СКС» на 2026–2030 годы. Материалы размещены в мае 2025 года на официальном сайте ООО «СКС» в сети Интернет;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

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

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

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Хакасия по годам представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Хакасия (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	75,36	1444,52	1574,17	2178,49	1445,91	3241,94	0,00	9960,38

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 Хакасия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории Республики Хакасия осуществляют свою деятельность 4 сетевые организации. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 80 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Хакасия), МУП «АЭС» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 11 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Хакасия).

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 Хакасия на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

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

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

¹ Приказы Государственного комитета энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия от 29.09.2023 № 4-э (в редакции от 13.05.2024) и от 10.12.2024 № 10-э (в редакции от 20.01.2025).

– нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет (в случае превышения размера заемных средств уровня $3,5 \times \text{EBITDA}$ за 2024 год – 12 лет).

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

- 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;
- с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 26.

Таблица 26 – 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)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 (12) лет	6 (12) лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Государственным комитетом энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия от 10.12.2024 № 11-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Хакасия на 2025 год и на период с 2026 по 2029 годы» (с изменениями от 29.07.2025) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Хакасия, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Хакасия, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Хакасия, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

электрической энергии в Республике Хакасия, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,8 %	1,0 %	1,8 %	0,7 %	1,2 %	1,6 %

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте

инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Хакасия представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Хакасия (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1766	1781	2393	1756	3253	550
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	1195	1198	1805	1205	2702	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	725	1204	2051	902	4548	902

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Хакасия 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 29 и на рисунке 8.

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

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	6,5	7,1	7,6	8,0	8,5	9,0
НВВ	млрд руб.	11,3	12,7	14,9	16,6	18,4	22,5
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	4,9	5,7	7,2	8,6	9,9	13,5
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,03	2,19	2,32	2,42	2,53	2,65
Среднегодовой темп роста	%	–	108	106	104	105	105
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,56	3,96	4,53	5,01	5,51	6,63
Среднегодовой темп роста	%	–	111	114	111	110	120
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,53	1,76	2,21	2,59	2,97	3,98

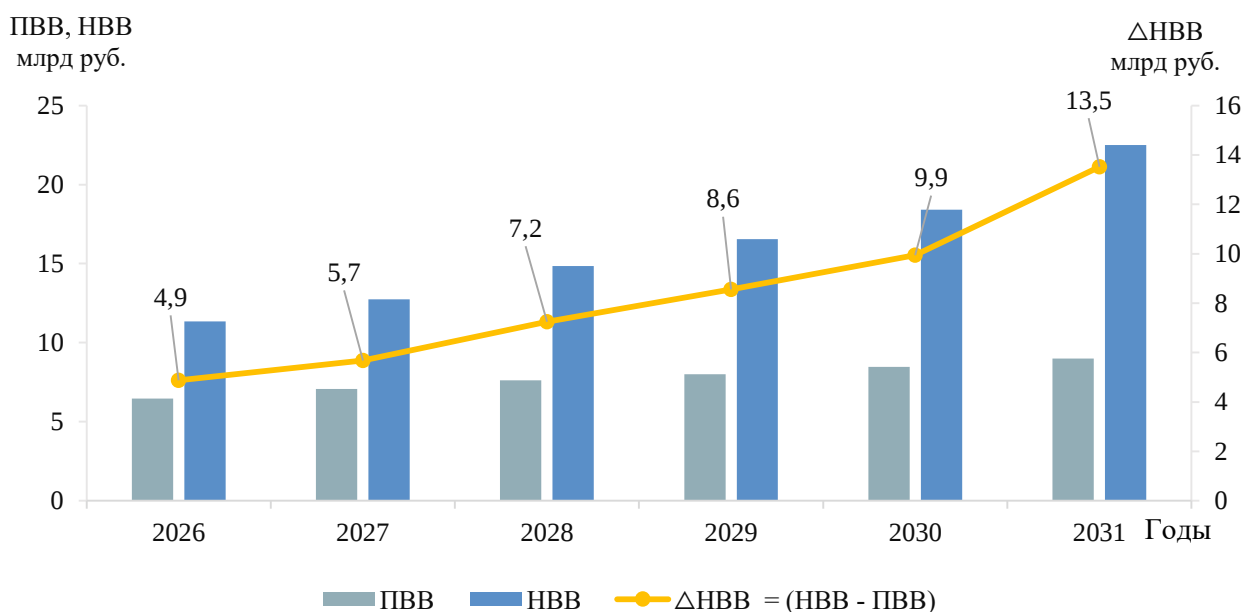


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Хакасия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 29, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Хакасия 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 Хакасия 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 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях: в случае увеличения (сценарий 1), снижения (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 34,2–47,6 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

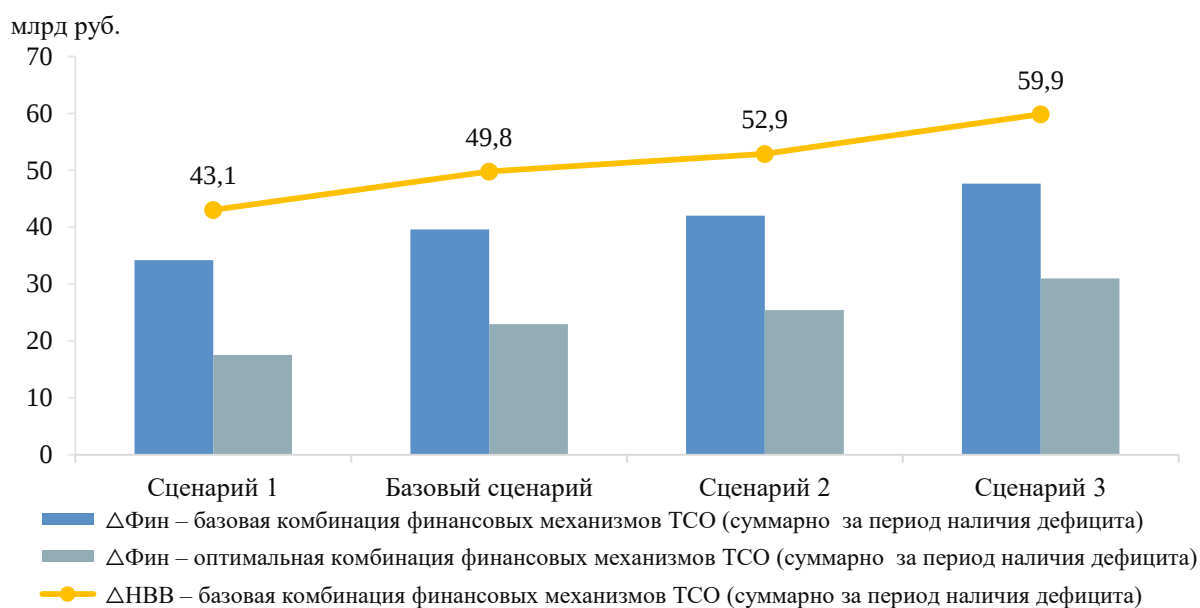


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Хакасия

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

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 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования во всех сценариях (таблица 30), за счет изменения финансовых механизмов, включая наиболее пессимистичный сценарий (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Хакасия, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Хакасия, 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 Хакасия оценивается в 2031 году в объеме 19213 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,25 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия к 2031 году увеличится и составит 2506 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,22 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 7599–7667 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия в 2031 году составит 7172 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 89,008 км, трансформаторной мощности 391,3 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Республики Хакасия													
Саяно-Шушенская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО-230-В-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		2	РО-230-В-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		3	РО-230-В-678		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		4	РО-230-В-679		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		5	РО-230-В-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		6	РО-230-В-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		7	РО-230-В-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		8	РО-230-В-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		9	РО-230-В-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		10	РО-230-В-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
Установленная мощность, всего		–	–		6400,0	6400,0	6400,0	6400,0	6400,0	6400,0	6400,0	6400,0	
Майнская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–									
		1	ПЛИ20-В-1000		107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	
		2	ПЛИ20-В-1000		107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	
		3	ПЛИ20-В-1000		107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	
Установленная мощность, всего		–	–			321,0	321,0	321,0	321,0	321,0	321,0	321,0	321,0
Абаканская ТЭЦ	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»			Уголь, мазут									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	Модернизация в 2026 г.
		2	Т-110/120-130-4		109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	
		3	Т-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	Кт-136-12,8		136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	415,9	415,9	420,8	420,8	420,8	420,8	420,8	420,8	
Сорская ТЭЦ	ООО «Сорский ГОК»			Уголь									
		1	П-6-35/5		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	
ТЭЦ Абаза-Энерго (ТЭЦ ООО «Абаканское рудоуправление»)	ООО «Абаза-Энерго»			Уголь									
		1	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АК-4,5-BBC		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
		3	АП-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	АР-2,5-11		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	
Абаканская СЭС	ООО «ЭН+ СОЛНЦЕ»			–									
		1М	ФЭСМ		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	
Установленная мощность, всего		–	–			5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	

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 Хакасия

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство ПС 110 кВ ЧВ X ж.р. с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	2030 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1411,86	1411,86
2	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Калининская I, II цепь с отпайкой на ПС Западная (С-87, С-88) до ПС 110 кВ ЧВ X ж.р.	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	х	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	н/д	н/д

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
3	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство ПС 110 кВ ЧВ VI ж.р. с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	2030 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1516,23	1516,23
4	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Южная I, II цепь с отпайками (С- 99, С-100) на ПС 110 кВ ЧВ VI ж.р.	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	–	–	х	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	н/д	н/д
5	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство ПС 110 кВ Горная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	2030 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1411,86	1411,86

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
6	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ – Сибирь с отпайками (С-313/С-341) и ВЛ 110 кВ Рассвет – Сибирь с отпайками (С-316/С-342) до ПС 110 кВ Горная	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	–	–	х	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	н/д	н/д
7	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Полярная – Элеваторная ориентировочной протяженностью 8,74 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	–	–	2×8,74	–	17,48	2027 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	395,74	395,74
8	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Белоярская с заменой трансформатора 1Т 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «СКС»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	280,69	280,69

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Дзержинская-2 с заменой трансформатора 1Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ООО «СКС»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2028 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	520,47	520,47
10	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Подсинее с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	955,05	955,05
				ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	2027 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
11	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Ташеба-Сельская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2030 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	961,15	961,15
12	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Элеваторная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2030 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	773,44	773,44
13	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Западная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	984,88	984,88

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
14	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	542,52	542,52
15	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2027 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	72,38	72,38
16	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2027 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	72,38	72,38
17	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Модернизация на Абаканской ТЭЦ устройства АОПО 7АТ	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	–	х	–	–	–	х	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	13,60	13,60

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
18	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Модернизация на ПС 220 кВ Абакан-районная устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	ПАО «Россети»	–	х	–	–	–	х	–	–	–	х	2027 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	15,42	15,42
19	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Создание на ПС 110 кВ Рассвет устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ – Рассвет (С-314); – АОПО ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Рассвет (С-89)	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	32,72	32,72

Примечания

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

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

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.