

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ ХАКАСИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Описание энергосистемы .....	7
1.1 Основные внешние электрические связи .....	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	13
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 .....	13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	13
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 .....	17
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	18
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	18
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	18
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	18
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	19
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	19
3.2 Прогноз потребления электрической энергии .....	21

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	22
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	23
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	25
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	25
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.....	25
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	28
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 .....	30
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	32
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	33
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	34
7.1	Основные подходы.....	34
7.2	Исходные допущения.....	35
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	38
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	39
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	41
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>43</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>44</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>45</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	<b>46</b>

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЭС	–	атомная электростанция
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
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
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	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

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
СЭС	–	солнечная электростанция
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Хакасия за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

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

– мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

– 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» Хакасское 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» – Хакасское 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»	1452,0
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	68,0
Более 10 МВт	
ООО «Сорский ГОК»	27,0
ОП «СТС» АО «Байкалэнерго»	24,0
АО «РУСАЛ САЯНАЛ»	14,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия на 01.01.2023 составила 7162,2 МВт, в том числе: ГЭС – 6721,0 МВт, ТЭС – 436,0 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	7157,2	–	–	+5,0	–	7162,2
ГЭС	6721,0	–	–	–	–	6721,0
ТЭС	431,0	–	–	+5,0	–	436,0
ВИЭ всего	5,2	–	–	–	–	5,2
СЭС	5,2	–	–	–	–	5,2

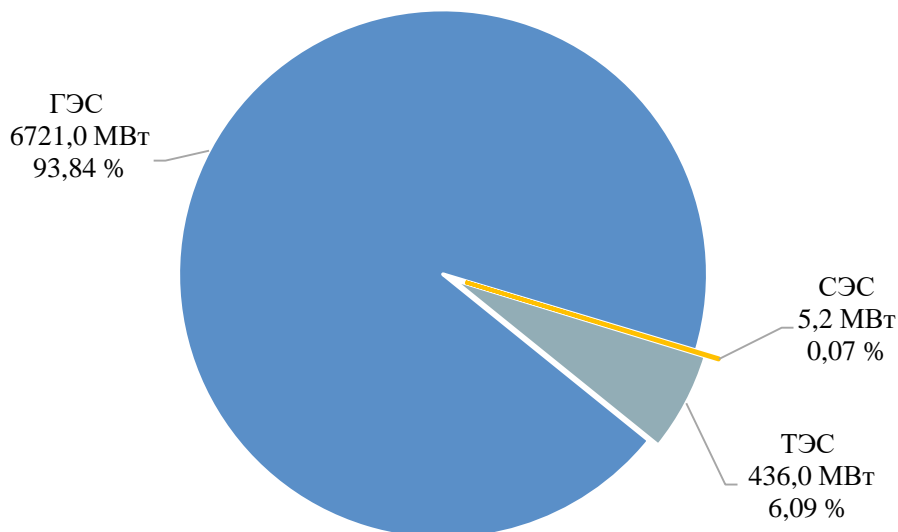


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия по состоянию на 01.01.2023



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

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

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16830	16684	16588	16764	16934
Годовой темп прироста, %	1,05	-0,87	-0,58	1,06	1,01
Максимум потребления мощности, МВт	2206	2182	2132	2134	2219
Годовой темп прироста, %	3,28	-1,09	-2,29	0,09	3,97
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7629	7646	7780	7855	7631
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	26.01 18:00	04.01 08:00	12.01 07:00	23.12 06:00	05.12 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-33,2	-29,1	-23,6	-16,9	-25,7

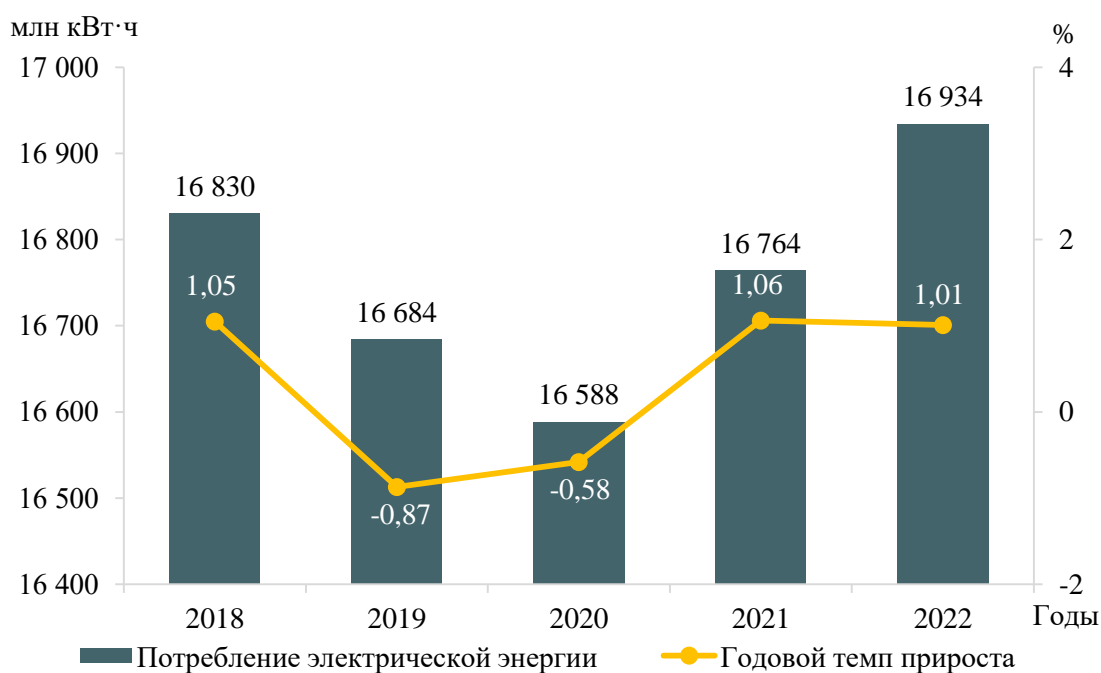


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

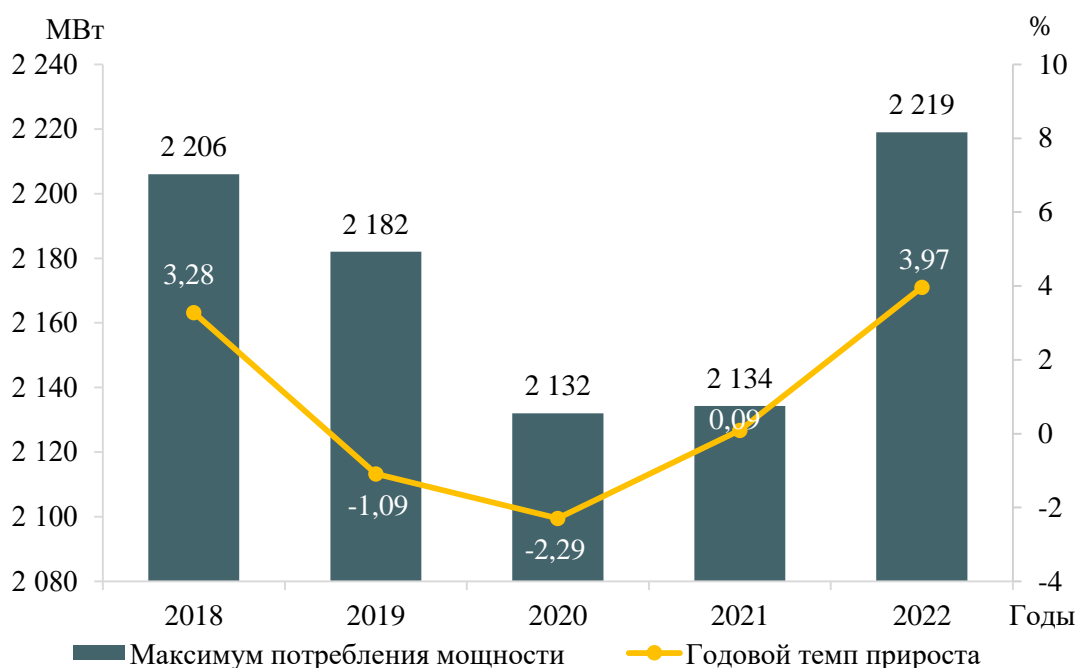


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия увеличилось на 279 млн кВт·ч и составило в 2022 году 16934 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,33 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 1,06 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 0,87 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия увеличился на 83 МВт и составил 2219 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,77 %.

Наибольший годовой прирост 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.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- разнонаправленными тенденциями потребления в металлургическом производстве – снижение в 2019 году;
- увеличением потребления в домашних хозяйствах и сфере услуг.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Хакасия приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Хакасия приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайками (С-98) до ПС 110 кВ Разрез Аршановский протяженностью 18,66 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	18,66 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Райково – Лукьяновская с отпайками (С-319) до ПС 110 кВ Разрез Аршановский протяженностью 18,63 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	18,63 км
3	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)
4	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)
5	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Тёя – Чарыш протяженностью 48,67 км	ПАО «Россети»	2021	48,67 км
6	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)
7	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Степная – Югачи протяженностью 53,24 км	ПАО «Россети»	2021	53,24 км, (новый участок 36,746 км)
8	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)

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	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)
10	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)
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Бискамжа – Теба, образованной в результате реконструкции ВЛ 220 кВ Бискамжа – 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)
12	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Междуреченская – Чарыш протяженностью 84,88 км	ПАО «Россети»	2021	84,88 км
13	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Алюминиевая – ГПП-3 ХАЗ I цепь (Д-85) до ГПП-3 ХАЗ протяженностью 0,145 км	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2022	0,145 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Разрез Аршановский с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	Абонентская	2019	2×16 МВА
2	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Степная с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×40 МВА
3	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тёя с установкой двух трансформаторов 220/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×16 МВА
4	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	ООО «РУСАЛ Саяногорск»	2022	1×320 МВА
5	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-3 ХАЗ с установкой одного трансформатора 16Т 220 кВ мощностью 80 МВА	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2022	80 МВА

## 2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Республики Хакасия отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

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

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-8,4
	20.06.2018	22,6
2019	18.12.2019	-12,7
	19.06.2019	16,9
2020	16.12.2020	-9,6
	17.06.2020	15,3
2021	15.12.2021	-20,6
	16.06.2021	13,8
2022	21.12.2022	-9,5
	15.06.2022	21,8

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	115/11	6,3	1982	93	2,04	1,08	1,37	1,78	2,62	0,70	0,87	0,06	1,17	0,00	0,00
			2Т	ТМН-6300/110/10	115/11	6,3	1983	73	3,32	5,20	5,07	6,00	6,29	2,90	2,45	3,21	3,95	4,81	
2	ПС 110 кВ Юго-Западная	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10	115/11	16	2004	83	9,79	11,43	12,49	17,00	13,68	5,39	6,67	0,00	6,67	5,62	0,00
			2Т	ТДН-16000/110/10	115/11	16	2006	77	7,62	7,69	8,01	7,46	11,37	3,24	2,94	9,32	5,64	5,01	

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	1Т	ТМН-6300/110/10	1982	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТМН-6300/110/10	1983	73	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Юго-Западная	1Т	ТДН-16000/110/10	2004	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДН-16000/110/10	2006	77	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	2022	8,91	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,16	0,00	–	0,42	9,37	9,37	9,37	9,37	9,37	9,37
2	ПС 110 кВ Юго-Западная	2022	25,05	ПС 110 кВ Юго-Западная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	1,87	0,00	–	0,19	25,26	25,26	25,26	25,26	25,26	25,26

### ПС 110 кВ Ташеба-Сельская.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,91 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118,10 % от  $S_{днн}$ , что превышает  $S_{днн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,16 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,46 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{срм}$  – 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:

$$S_{персп}^{тр} = 8,91 + 0,46 + 0 - 0 = 9,37 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124,23 % от  $S_{днн}$ , что превышает  $S_{днн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ташеба-Сельская ниже уровня  $S_{днн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ташеба-Сельская расчетный объем ГАО составит 1,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 9,37 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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



Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Юго-Западная.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 25,05 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125,25 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 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 1,87 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,21 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 25,05 + 0,21 + 0 - 0 = 25,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126,29 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Западная ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юго-Западная расчетный объем ГАО составит 5,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 25,26 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, – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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.

## **2.3 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 10.

Таблица 10 – 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, на территории Республики Хакасия

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамжа на ПС 220 кВ Нанчхул ориентировочной протяженностью 35 км каждый	2×35 км	2024	ПАО «Россети»
2	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	3×267 МВА	2024	ПАО «Россети»

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

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

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

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

В таблице 11 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Хакасия, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – 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	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	77,0	61,0	220	2024	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	Угледобывающий комплекс	ООО «Разрез Кирбинский»	0,0	12,5	110	2024	ПС 220 кВ Абакан-районная

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия на период 2024–2029 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	17133	17249	17333	17570	17765	17832	17974
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	116	84	237	195	67	142
Годовой темп прироста, %	–	0,68	0,49	1,37	1,11	0,38	0,80

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Хакасия прогнозируется на уровне 17974 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,86 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 237 млн кВт·ч или 1,37 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2028 году и составит 67 млн кВт·ч или 0,38 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 11.

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



Рисунок 4 – 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;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2221	2247	2252	2287	2321	2323	2348
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	26	5	35	34	2	25
Годовой темп прироста, %	–	1,17	0,22	1,55	1,49	0,09	1,08
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7714	7676	7697	7683	7654	7676	7655

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия к 2029 году прогнозируется на уровне 2348 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,81 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 35 МВт или 1,55 %, что обусловлено реализацией развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД». Наименьший прогнозируется в 2028 году и составит 2 МВт или 0,09 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период менее плотный, чем в отчетный период, однако он остается очень плотным, к 2029 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7655 ч/год.

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

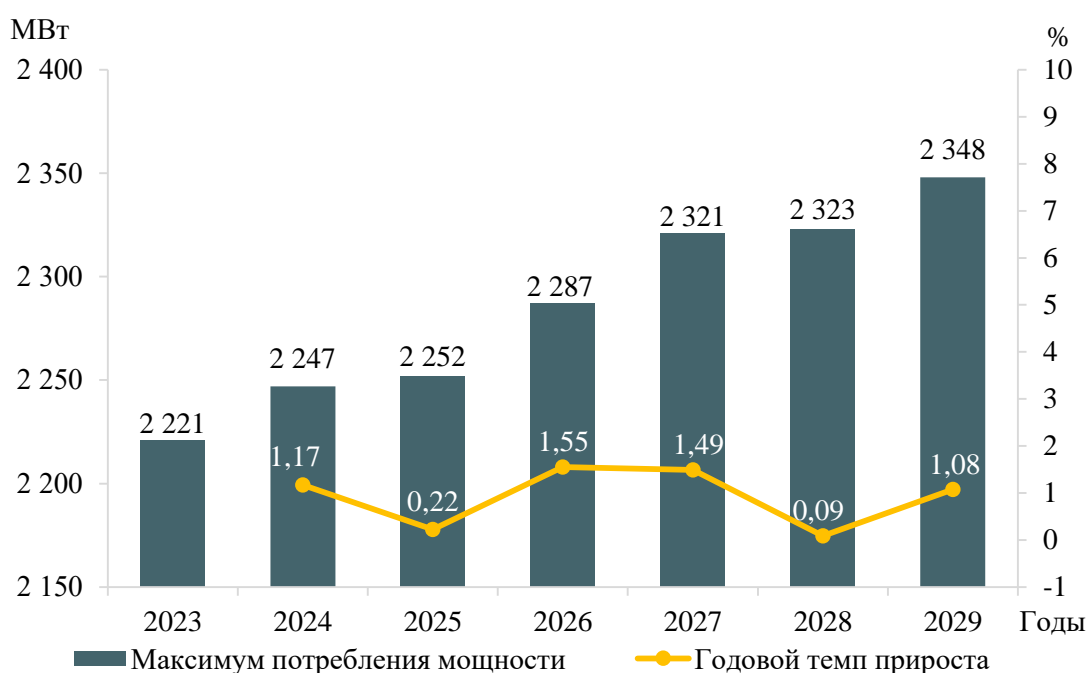


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Хакасия в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 4,9 МВт на Абаканской ТЭЦ.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия в 2029 году составит 7172,0 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Хакасия не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия представлена в таблице 14. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия представлена на рисунке 6.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	7167,1	7167,1	7167,1	7172,0	7172,0	7172,0	7172,0
ГЭС	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0
ТЭС	440,9	440,9	440,9	445,8	445,8	445,8	445,8
ВИЭ – всего	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
СЭС	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2

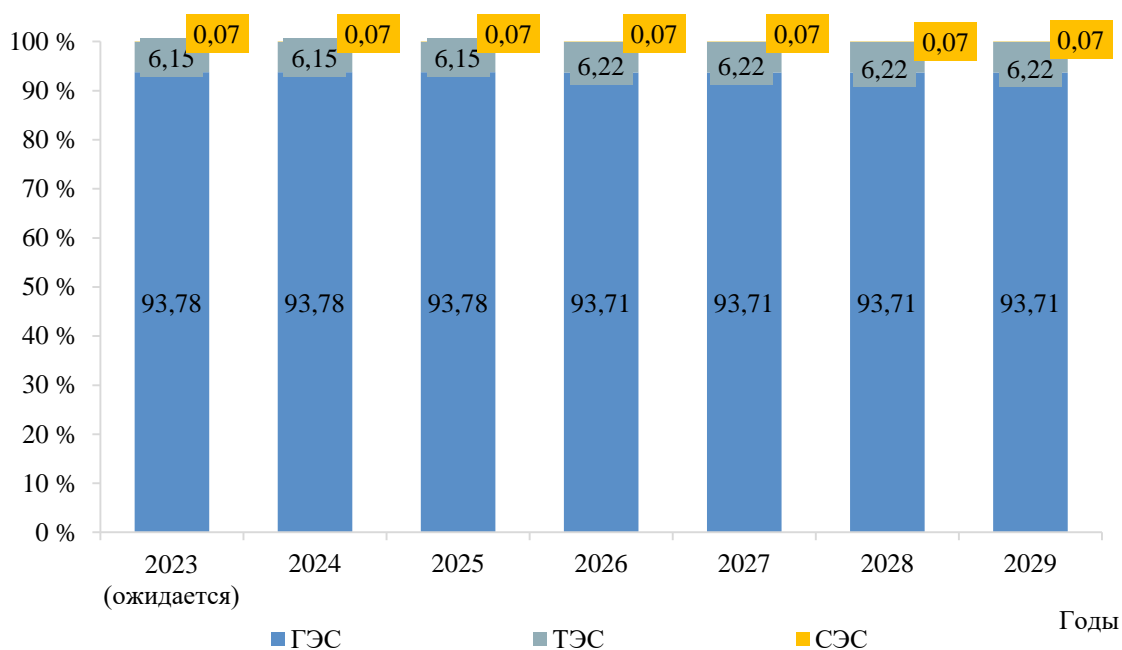


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия

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 2024–2029 годы**

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

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

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

В таблице 15 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 15 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×267	–	–	–	–	–	801	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва.	ООО «Голевская ГРК»	–	161
													2. 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.	ГКУ РТ «Госстройзаказ»	–	32,57
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамба на ПС 220 кВ Нанчул ориентировочной протяженностью 35 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×35	–	–	–	–	70	1. 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.	ОАО «РЖД»			
2	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»			
4	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
5	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
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Райково – Лукьяновская с отпайками (С-319) и ВЛ 110 кВ Лукьяновская – Означенное-районная с отпайкой на ПС Очурь (С-324) до ПС 110 кВ Разрез Кирбинский ориентировочной протяженностью 29,404 км каждая	ООО «Разрез Кирбинский»	110	км	–	2×29,404	–	–	–	–	–	58,808				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
7	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
8	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				
9	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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамба на ПС 220 кВ Нанчхул ориентировочной протяженностью 35 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×35	–	–	–	–	–	70	1. 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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×267	–	–	–	–	–	801	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. 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. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ГКУ РТ «Госстройзаказ»

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ 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»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	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 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

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

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

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

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

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

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

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

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Республики Хакасия осуществляют свою деятельность 4 сетевые организации. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 73 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Хакасия), МУП «АЭС» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 15 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Хакасия), ООО «Сетевая компания Сибири» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 10 % 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

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

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

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

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

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде,

---

<sup>1</sup> Приказ Государственного комитета энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия от 28.11.2022 № 14-э.

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 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

- заемные средства;

- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – 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)

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Государственного комитета энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия от 28.11.2022 № 15-э (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 Федерации<sup>3</sup>.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики 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).

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

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Хакасия представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Хакасия (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	190	197	199	92	92	92
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	105	110	115	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	106	98	428	99	99	99

### 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 21 и на рисунке 7.

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

Таблица 21 – 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	4,0	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1
НВВ	млрд руб.	3,9	3,9	3,9	4,1	4,1	4,1
$\Delta$ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,1	-0,4	-0,7	-0,6	-0,8	-1,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8
Среднегодовой темп роста	%	—	107	105	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
Среднегодовой темп роста	%	—	99	99	107	99	100
$\Delta$ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,02	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3

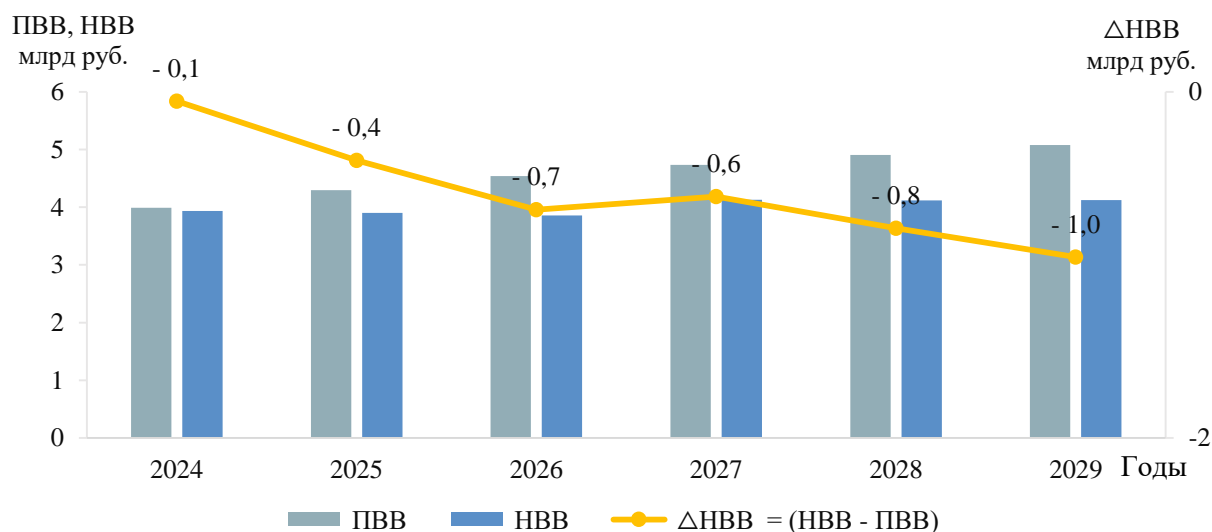


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Хакасия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 21, в прогнозном периоде определяется достаточность 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 (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения и снижения на 2 процентных пункта темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1, сценарий 2) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,1 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

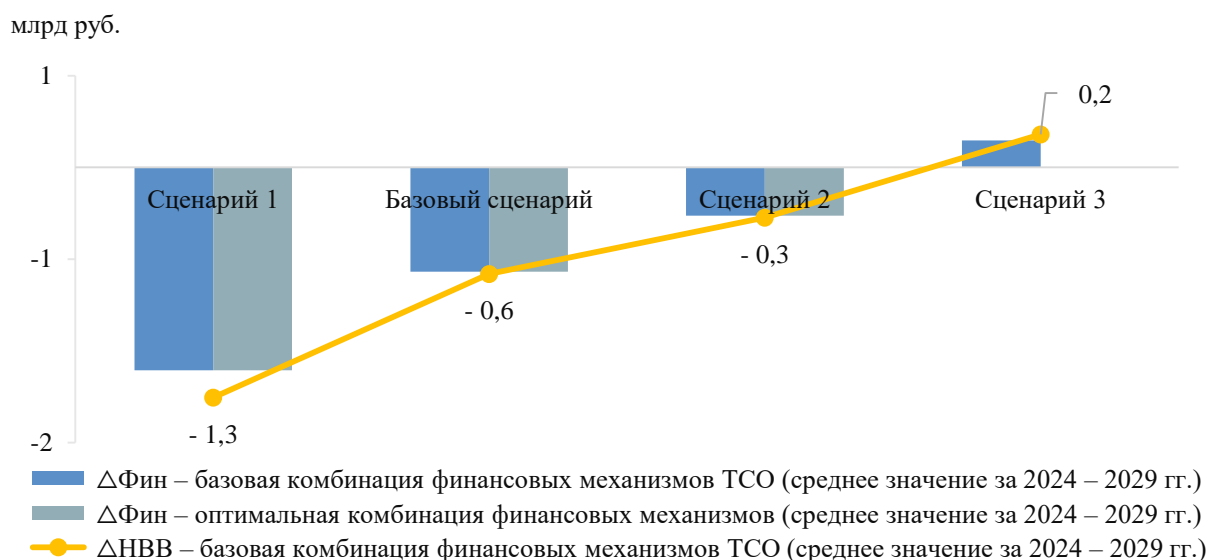


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Хакасия

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период наличия дефицита)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	37 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичном сценарии – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года.

## 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 2029 году в объеме 17974 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,86 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия к 2029 году увеличится и составит 2348 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,81 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 7654–7697 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Хакасия в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 4,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия в 2029 году составит 7172 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 141,528 км, трансформаторной мощности 965 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
<b>Энергосистема Республики Хакасия</b>														
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	640,0	
		2	РО-230-В-677		640,0	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	640,0	
		4	РО-230-В-679		640,0	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	640,0	
		6	РО-230-В-677		640,0	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	640,0	
		8	РО-230-В-677		640,0	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	640,0	
		10	РО-230-В-677	640,0	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	ПЛ20-В-1000		107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	
		2	ПЛ20-В-1000		107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	
		3	ПЛ20-В-1000	107,0	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)»			Мазут, уголь										
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	Модернизация в 2026 г.
		2	Т-110/120-130-4		105,0	109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	Перемаркировка 24.02.2023
		3	Т-110/120-130-5		110,0	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	136,0		
Установленная мощность, всего		-	-		411,0	415,9	415,9	415,9	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	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	6,0	
		2	АК-4,5-ВВС		4,5	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	6,0	
		4	АР-2,5-11	2,5	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 «Абаканская СЭС»			-										
		1М	ФЭСМ		5,2	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	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 <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×267	–	–	–	–	–	801	2024	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. 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	1432,28	1422,42

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
2	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамба на ПС 220 кВ Нанчул ориентировочной протяженностью 35 км каждый <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	2×35	–	–	–	–	–	70	2024 <sup>3)</sup>	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	1487,76	1432,15
3	Республики Хакасия	Республика Хакасия	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»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	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	132,9	132,9

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
4	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	–	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	261,78	261,78

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

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

3<sup>3)</sup> 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.

4<sup>4)</sup> Мероприятие по развитию электрической сети осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям при реализации инвестиционных проектов, за счет платы за их технологическое присоединение после разработки проектной документации, получения положительного заключения экспертизы и установления соответственно платы за технологическое присоединение, определение параметров строительства таких объектов осуществляется в рамках соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту.