

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 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	28
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	28
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	28
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	28
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	29
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	30
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	30
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	32
3.3	Прогноз потребления мощности.....	33
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	34
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	36
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	36
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.....	38
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	43
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	45
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	46
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	47
7.1	Основные подходы	47
7.2	Исходные допущения.....	48
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	51
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	52
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	53
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	56
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	57

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	59
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.....	60

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
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
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
ЦОД	– центр обработки данных
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 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 (2025–2030 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 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Хакасия на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков 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»	1450,0
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	68,0
Более 10 МВт	
ООО «Сорский ГОК»	28,0
ООО «Центр ВТ»	28,0
ОП «СТС» АО «Байкалэнерго»	23,0
АО «РУСАЛ САЯНАЛ»	14,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия на 01.01.2024 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 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	7162,2	–	–	+5,0	–	7167,1
ГЭС	6721,0	–	–	–	–	6721,0
ТЭС	436,0	–	–	+5,0	–	440,9
СЭС	5,2	–	–	–	–	5,2

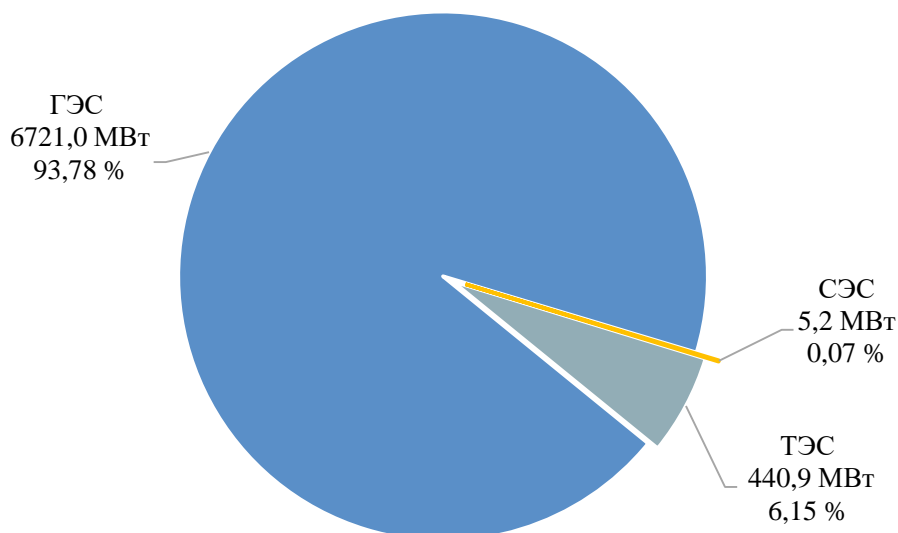


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Хакасия в 2023 году составило 25689,2 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 23253,3 млн кВт·ч, ТЭС – 2429,9 млн кВт·ч, СЭС – 6,0 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 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	27678,9	30086,0	32611,6	19251,9	25689,2
ГЭС	25084,1	28081,5	30472,3	16550,3	23253,3
ТЭС	2588,6	1999,1	2133,2	2695,7	2429,9
СЭС	6,2	5,5	6,1	5,9	6,0

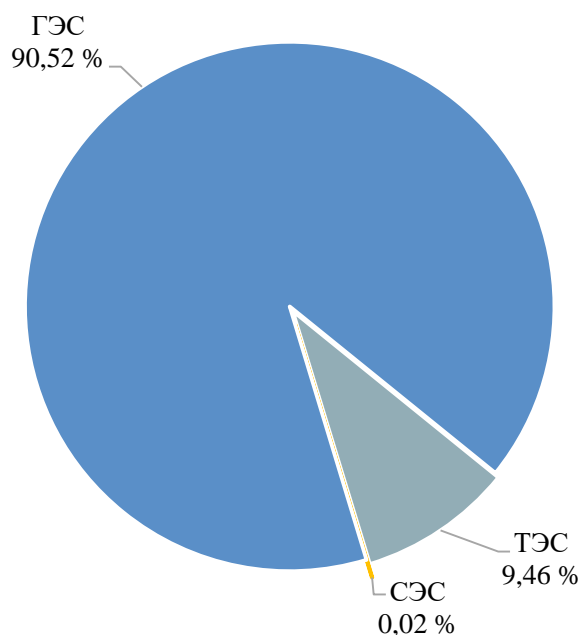


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Хакасия в 2023 году

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	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16684	16588	16764	16934	17102
Годовой темп прироста, %	-0,87	-0,58	1,06	1,01	0,99
Максимум потребления мощности, МВт	2182	2132	2134	2219	2267
Годовой темп прироста, %	-1,09	-2,29	0,11	3,97	2,16
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7646	7780	7855	7631	7544
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	04.01 08:00	12.01 07:00	23.12 06:00	05.12 07:00	13.12 08:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-29,1	-23,6	-16,9	-25,7	-31,3

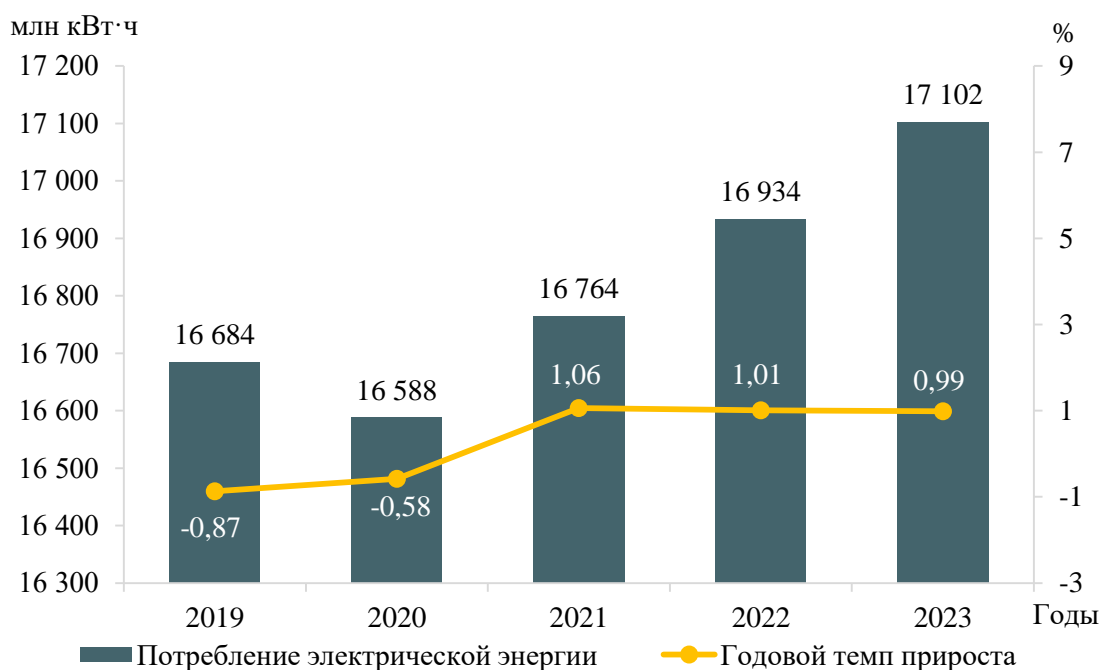


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

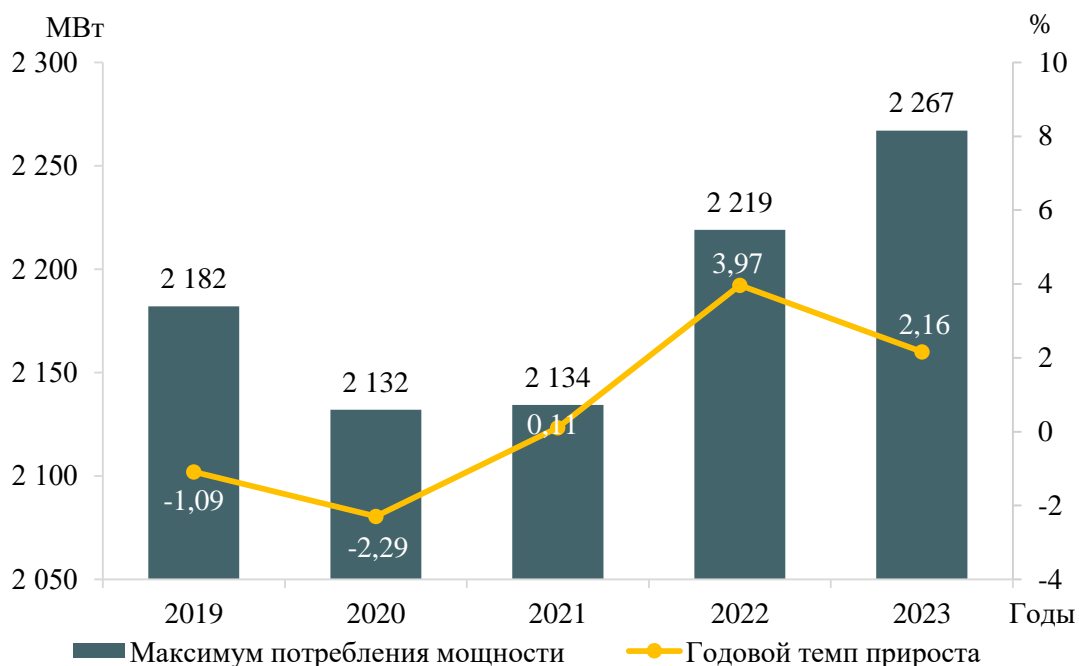


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия увеличилось на 272 млн кВт·ч и составило в 2023 году 17102 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,32 %. 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 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия увеличился на 61 МВт и составил 2267 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,55 %.

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.

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;
- разнонаправленными тенденциями потребления в металлургическом производстве – снижение в 2019 году;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением.

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	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	ООО «УЛК «Разрез Аршановский»	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	ООО «УЛК «Разрез Аршановский»	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 84,808 км	ПАО «Россети»	2021	84,808 км
13	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Алюминиевая – 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
14	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Алюминиевая – 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
15	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Райково – Лукьяновская с отпайками (С-319) до ПС 110 кВ Чалпан протяженностью 84,891 км	ООО «Восточно-Бейский разрез»	2023	84,891 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Разрез Аршановский с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «УЛК «Разрез Аршановский»	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	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2022	320 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-3 ХАЗ с установкой трансформатора 16Т 220 кВ мощностью 80 МВА	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2022	80 МВА
6	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-3 ХАЗ с установкой трансформатора 17Т 220 кВ мощностью 80 МВА	АО «РУСАЛ Саяногорск»	2023	80 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чалпан с заменой 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2023	2×10 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)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением 1АТ и 2АТ 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 19 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 13 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: АОПО 1АТ с действием на ОН в объеме не менее 13 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО 2АТ с действием на ОН в объеме не менее 13 МВт при ТНВ +19 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: АОПО 1АТ; АОПО 2АТ</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, 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 21 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: АОПО 1АТ с действием на ОН в объеме не менее 13 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО 2АТ с действием на ОН в объеме не менее 13 МВт при ТНВ +19 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: АОПО 1АТ; АОПО 2АТ</p>

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. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных 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
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
2023	20.12.2023	-24,2
	21.06.2023	19,8

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети 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 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять 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
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Подсинее	110/10	1Т	115/11	10	4,92	4,50	5,30	5,81	6,41	2,38	0,0	3,51	0	2,53	0
			2Т	115/11	10	3,10	2,98	3,85	4,48	6,25	2,84	4,48	1,89	5,21	3,18	
2	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	110/10	1Т	115/11	6,3	1,08	1,37	1,78	2,62	4,53	0,87	0	1,17	0	1,76	0
			2Т	115/11	6,3	5,20	5,07	6,00	6,29	8,22	2,45	3,25	3,95	4,81	3,97	
3	ПС 110 кВ Элеваторная	110/10	1Т	115/11	10	4,78	4,42	4,52	5,04	6,02	2,70	0	3,35	0	3,55	0
			2Т	115/11	10	3,68	4,19	5,42	5,55	7,14	2,69	5,74	3,34	6,63	3,61	
4	ПС 110 кВ Юго-Западная	110/10	1Т	115/11	16	11,43	12,49	17,00	13,68	10,76	6,67	0	6,67	5,62	6,12	0
			2Т	115/11	16	7,56	8,01	7,46	11,37	15,11	2,94	9,32	5,64	5,01	4,72	
5	ПС 110 кВ Южная	110/10	1Т	115/11	25	11,50	11,55	13,88	14,09	20,02	6,38	0	7,78	5,75	7,12	0
			2Т	115/11	25	10,42	10,11	10,17	11,53	16,97	5,12	13,77	6,62	6,03	6,36	

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

№ 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	1,25	1,25	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	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
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
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 110 кВ и выше	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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Подсинее	2023 / зима	12,66	ПС 110 кВ Подсинее	ТУ на ТП менее 670 кВт			2025	8,86	0	–	0,89	13,64	13,64	13,64	13,64	13,64	13,64
2	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	2023 / зима	12,75	ПС 110 кВ Ташеба-Сельская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2025	5,36	0	–	0,54	13,35	13,35	13,35	13,35	13,35	13,35
3	ПС 110 кВ Элеваторная	2023 / зима	13,16	ПС 110 кВ Элеваторная	ООО «Вдоволь»	19.07.2018	20.1900.3016.18	2025	0,90	0	10	0,45	14,26	14,26	14,26	14,26	14,26	14,26
				ПС 110 кВ Элеваторная	ООО СЗ «Жилстрой»	14.10.2021	1372-21	2025	0,87	0	0,4	0,35						
				ПС 110 кВ Элеваторная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2025	1,96	0	–	0,20						
4	ПС 110 кВ Юго-Западная	2023 / зима	25,87	ПС 110 кВ Юго-Западная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2025	2,69	0	–	0,27	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17
5	ПС 110 кВ Южная	2023 / зима	36,99	ПС 110 кВ Южная	ООО «Фарватер»	10.05.2023	20.1900.667.23	2025	1,00	0	–	0,50	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55	37,55
				ПС 110 кВ Южная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	–	0,002						

ПС 110 кВ Подсинее.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 12,66 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) составит 105,50 % (101,28 %) от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т (2Т) при ТНВ -24,2 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (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 8,86 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,98 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:

$$S_{персп}^{тр} = 12,66 + 0,98 + 0 - 0 = 13,64 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) составит 113,70 % (109,15 %) от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Подсинее ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного трансформатора 1Т (2Т) расчетный объем ГАО составит 1,64 (1,14) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 13,64 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) – 2024 год.

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 одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 168,65 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -24,2 °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 5,36 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,60 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 12,75 + 0,60 + 0 - 0 = 13,35 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 176,53 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ташеба-Сельская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ташеба-Сельская расчетный объем ГАО составит 5,79 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 13,35 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 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109,67 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -24,2 °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 3,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,1 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,16 + 1,10 + 0 - 0 = 14,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118,86 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Элеваторная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Элеваторная расчетный объем ГАО составит 2,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 14,26 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Юго-Западная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 25,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134,74 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -24,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,69 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,30 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,87 + 0,30 + 0 - 0 = 26,17 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 136,30 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Западная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юго-Западная расчетный объем ГАО составит 6,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 26,17 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) – 2024 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 составит 123,30 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -24,2 °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 1,02 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, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125,16 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ 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) – 2024 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 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, 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 пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, 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
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Белоярская	110/35/6	1Т	115/38,5/6,6	10	6,27	5,89	7,17	7,88	9,78	4,01	0	4,21	2,55	5,09	0
			2Т	115/38,5/6,6	25	4,43	4,59	4,70	5,05	6,36	2,96	1,24	3,91	6,83	3,67	
2	ПС 110 кВ Дзержинская-2	110/6	1Т	115/6,6	6,3	1,73	1,69	3,89	2,53	3,65	1,20	1,42	3,01	2,59	1,76	0
			2Т	115/6,6	10	3,48	3,48	2,47	3,93	5,44	2,20	2,20	2,20	1,76	2,23	

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

№ 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 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 110 кВ и выше	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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Белоярская	2023 / зима	16,14	–	–	–	–	–	–	–	–	–	16,14	16,14	16,14	16,14	16,14	16,14
2	ПС 110 кВ Дзержинская-2	2023 / зима	9,09	ПС 110 кВ Дзержинская-2	ТУ на ТП менее 670 кВт	–	–	2025	0,02	–	–	0,002	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09

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 наиболее мощного трансформатора (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (1Т) составит 134,51 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т при ТНВ -24,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Белоярская отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

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

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (1Т) составит 134,51 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белоярская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 2Т на ПС 110 кВ Белоярская расчетный объем ГАО составит 4,14 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 1Т на трансформатор мощностью не менее 16,14 МВА. 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) – 2024 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 наиболее мощного трансформатора (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (1Т) составит 120,24 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -24,2 °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 0,021 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,002 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,090 + 0,002 + 0 - 0 = 9,092 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (1Т) составит 120,27 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дзержинская-2 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 2Т на ПС 110 кВ Дзержинская-2 расчетный объем ГАО составит 1,53 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 1Т на трансформатор мощностью не менее 9,092 МВА. 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) – 2024 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Республики 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 15.

Таблица 15 – 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 Нанчул ориентировочной протяженностью 35 км каждый	2×35 км	2026	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 2025–2030 годы

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

В таблице 16 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Хакасия, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 16 – 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	2026	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	2024	Абаканская ТЭЦ
3	Угледобывающий комплекс	ООО «Разрез Кирбинский»	0,0	12,5	110	2026	ПС 220 кВ Абакан-районная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия на период 2025–2030 годов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	17517	17653	17870	18091	18212	18182	18226
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	136	217	221	121	-30	44
Годовой темп прироста, %	–	0,78	1,23	1,24	0,67	-0,16	0,24

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Хакасия прогнозируется на уровне 18226 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,91 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 221 млн кВт·ч или 1,24 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 30 млн кВт·ч или 0,16 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 16.

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 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2302	2299	2334	2370	2379	2379	2383
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-3	35	36	9	0	4
Годовой темп прироста, %	–	-0,13	1,52	1,54	0,38	0,00	0,17
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7609	7679	7656	7633	7655	7643	7648

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия к 2030 году прогнозируется на уровне 2383 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,72 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 36 МВт или 1,54 %, что обусловлено реализацией проекта по развитию Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД». Снижение прогнозируется в 2025 году и составит 3 МВт или 0,13 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период остается очень плотным, к 2030 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7648 ч/год.

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

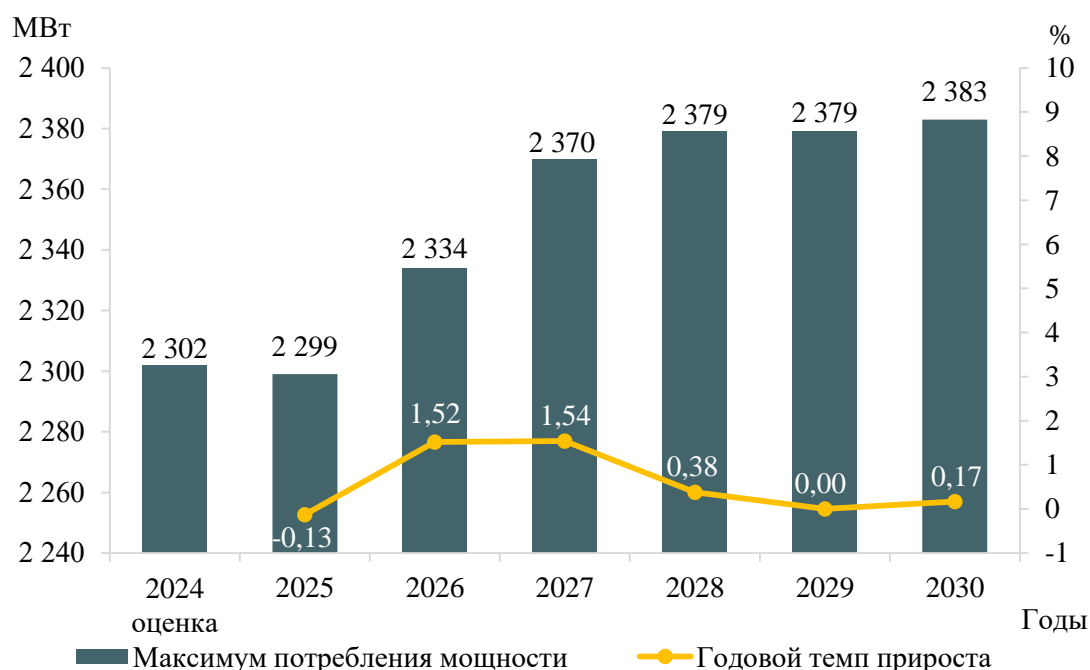


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Хакасия в период 2025–2030 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 2030 году составит 7172 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Хакасия не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия представлена в таблице 19. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия представлена на рисунке 7.

Таблица 19 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	7167,1	7167,1	7172,0	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	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

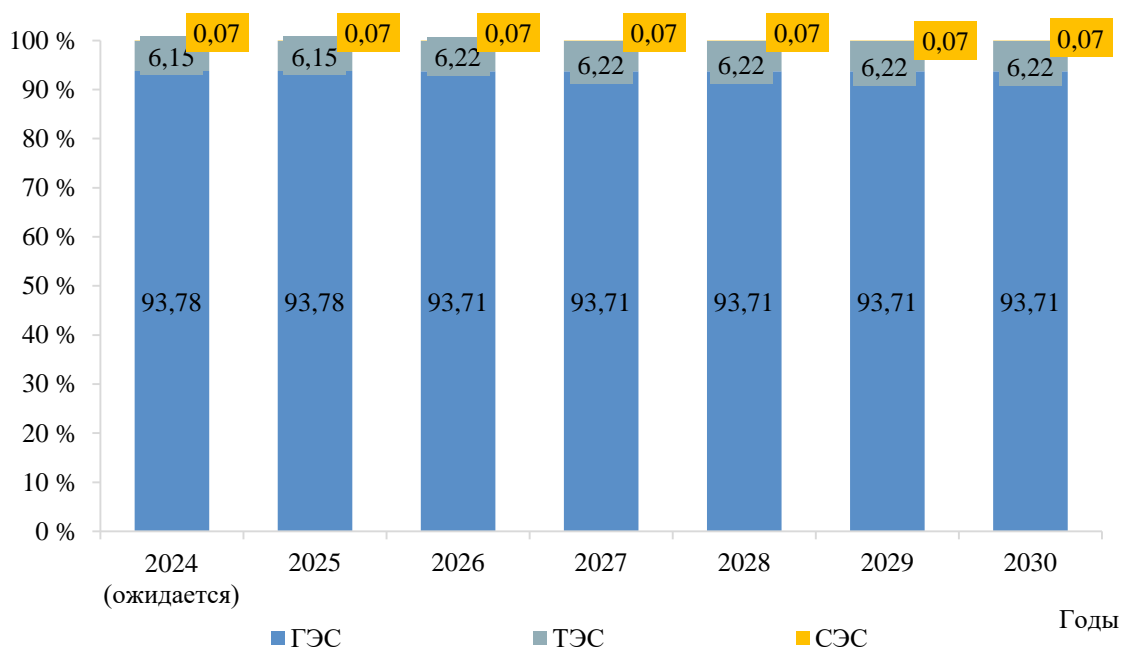


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 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 20.

Таблица 20 – 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
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 21 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 21 – 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
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. 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»	ООО «Голевская ГРК»	–	161
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»			
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. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,18
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				
6	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
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 обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен таблице 22.

Таблица 22 – 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
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. 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»
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамажа 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»

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 23.

Таблица 23 – 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
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	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
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	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
4	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 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 28.12.2023 № 37@ 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 27.12.2022 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 23.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 28.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ООО «СКС» на 2021–2025 годы. Материалы размещены 28.02.2023 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:

– 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 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 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 %).

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 2024 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 – 76 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Хакасия), МУП «АЭС» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 15 % 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 2023 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 2023 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

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

амортизационные группы², 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. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % 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 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 24.

Таблица 24 – 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)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
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 2024 год приказом Государственным комитетом энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия от 27.12.2023 № 10-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

передаче электрической энергии по сетям Республики Хакасия на 2024 год и на период с 2025 по 2028 годы» (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.

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 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 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 2024 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 электрической энергии в Республики 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 2024 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 25.

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 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).

Таблица 25 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	8 %	6 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-0,5 %	1,1 %	1,3 %	0,5 %	0,02 %	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 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 26.

Таблица 26 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Хакасия (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1105	663	136	142	147	147
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	981	533	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1490	1544	432	428	428	428

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 27 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 27 – 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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	4,5	4,8	5,1	5,3	5,5	5,8
НВВ	млрд руб.	7,2	8,2	8,4	6,4	6,1	5,5
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,7	3,37	3,3	1,1	0,6	-0,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,51	1,60	1,67	1,74	1,81	1,88
Среднегодовой темп роста	%	–	106	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,41	2,72	2,75	2,11	2,00	1,80
Среднегодовой темп роста	%	–	113	101	77	95	90
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,90	1,12	1,07	0,36	0,19	-0,08

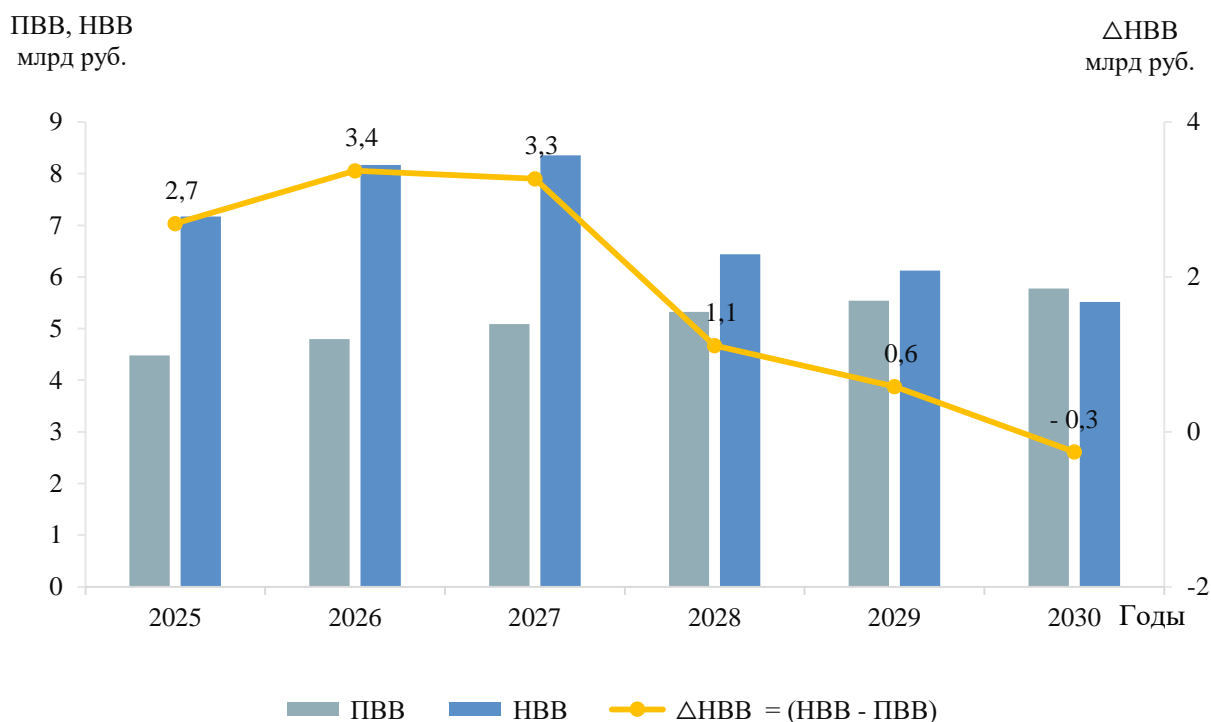


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Хакасия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 27, в прогножном 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 (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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности выявлена недостаточность условий тарифного регулирования в период 2025–2028 годов в сценарии 1 и на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 2,7–13,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

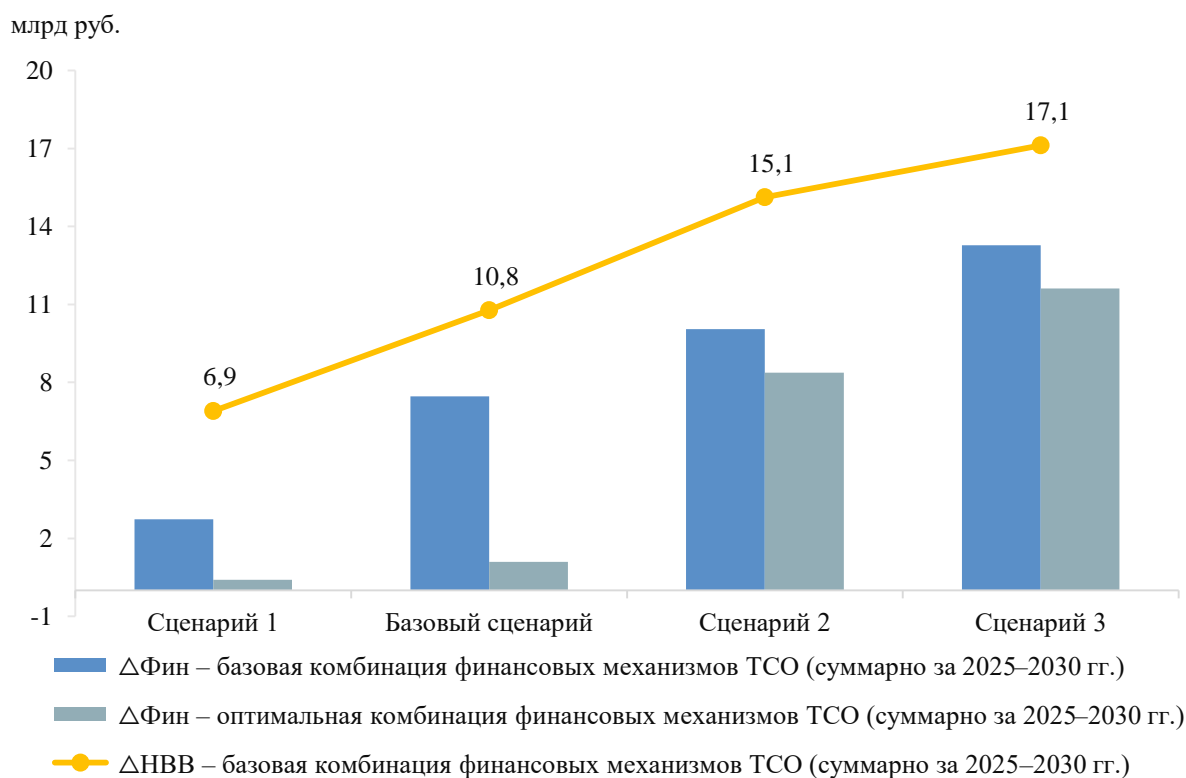


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	28 %	28 %	28 %	28 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	72 %	72 %	72 %	72 %
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 28), за счет изменения финансовых механизмов.

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 2030 году в объеме 18226 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,91 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия к 2030 году увеличится и составит 2383 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,72 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 7633–7679 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Хакасия в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 4,9 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия в 2030 году составит 7172 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 141,558 км, трансформаторной мощности 1049,700 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: 30.08.2024).

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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 30.08.2024).

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: 30.08.2024).

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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 30.08.2024).

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: 30.08.2024).

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: 30.08.2024).

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 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 30.08.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

В формате *.xlsx.

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

В формате *.xlsx.