

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Хакасия	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	16
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	22
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	22
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	22
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	22
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	23
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	23
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	25
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Республики Хакасия и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	25
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	27
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	28
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	29
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	31
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	31
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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.....	31
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	33
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	35
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	36
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	37
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	38
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	39
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	40

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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.....	41
--------------	--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 37 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -37 °С; Мин зима 0,92	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 37 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление

СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СЭС	–	солнечная электростанция
T	–	трансформатор
ТМ	–	телемеханика
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Хакасия за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Хакасия на период до 2028 года, в том числе:

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

- перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

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 энергосистемы Республики Хакасия

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 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Хакасия

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «РУСАЛ Саяногорск»	1452
Более 20 МВт	
ОАО «РЖД»	77
ООО «Сорский ФМЗ»	29
ООО «Сорский ГОК»	24
ОП «СТС» АО «Байкалэнерго»	24

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия на 01.01.2022 составила 7157,2 МВт, в том числе: ГЭС – 6721,0 МВт, ТЭС – 431,0 МВт, СЭС – 5,2 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	7157,2	–	–	–	–	7157,2
ГЭС	6721,0	–	–	–	–	6721,0
ТЭС	431,0	–	–	–	–	431,0
ВИЭ всего	5,2	–	–	–	–	5,2
СЭС	5,2	–	–	–	–	5,2

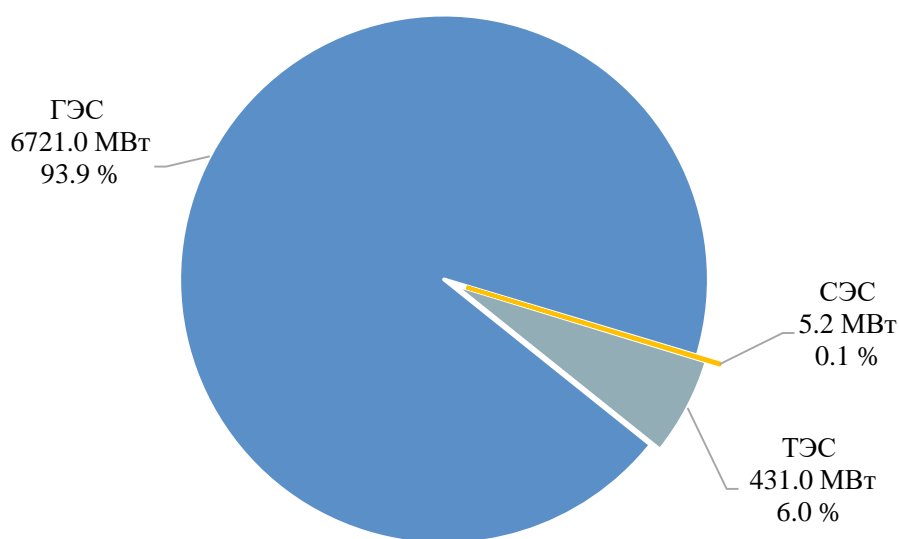


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия по состоянию на 01.01.2022

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16655	16830	16684	16588	16764
Годовой темп прироста, %	-0,75	1,05	-0,87	-0,58	1,06
Максимум потребления мощности, МВт	2136	2206	2182	2132	2134
Годовой темп прироста, %	-1,39	3,28	-1,09	-2,29	0,11
Число часов использования максимума потребления мощности	7797	7629	7646	7780	7855
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	16.02 07:00	26.01 18:00	04.01 08:00	12.01 07:00	23.12 06:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-20,7	-33,2	-29,1	-23,6	-16,9

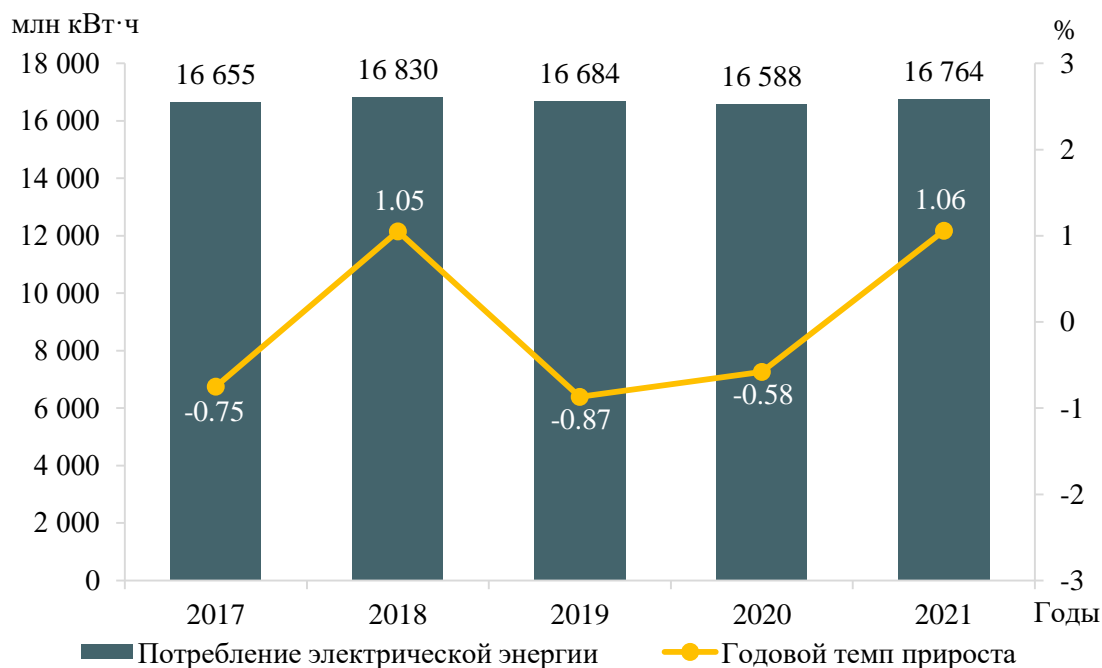


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

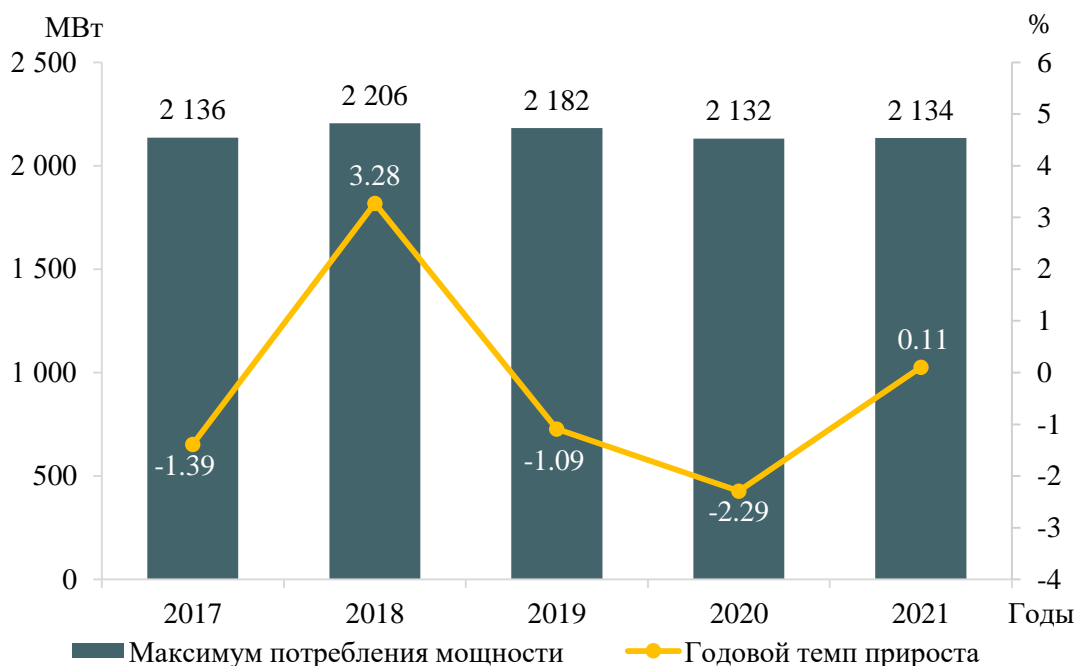


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия снизилось на 17 млн кВт·ч и составило в 2021 году 16764 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,02 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 1,06 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило -0,87 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия снизился на 32 МВт и составил 2134 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,29 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 3,28 % в 2018 году, что обусловлено низкой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило -2,29 %, что обусловлено началом пандемии и введением ограничений.

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

- спадом и последующим восстановлением экономики региона из-за введения карантинных мер;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- снижением потребления алюминиевым заводом АО «РУСАЛ Саяногорск»;
- увеличением потребления в домашних хозяйствах.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Райково с отпайками (С-98) до ПС 110 кВ Разрез Аршановский ориентировочной протяженностью 18,66 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго»	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 ориентировочной протяженностью 18,63 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго»	2019	18,63 км
3	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Означенное – Бея II цепь до ПС 220 кВ Степная ориентировочной протяженностью 50,6 км с корректировкой диспетчерского наименования	Филиал ПАО «Россети» – Хакасское ПМЭС	2021	50,6 км
4	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Означенное – Бея II цепь до ПС 220 кВ Степная ориентировочной протяженностью 1,08 км с корректировкой диспетчерского наименования	Филиал ПАО «Россети» – Хакасское ПМЭС	2021	1,08 км
5	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Тёя – Чарыш ориентировочной протяженностью 48,67 км	Филиал ПАО «Россети» – Хакасское ПМЭС	2021	48,67 км
6	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Тёя – Югачи с заменой провода и опор ориентировочной протяженностью 46,35 км.	Филиал ПАО «Россети» – Хакасское ПМЭС	2021	46,35 км
7	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) ориентировочной протяженностью 53,24 км	Филиал ПАО «Россети» – Хакасское ПМЭС	2021	53,24 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	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 ориентировочной протяженностью 41,22 км	Филиал ПАО «Россети» – Хакаское ПМЭС	2021	41,22 км
9	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 ориентировочной протяженностью 88,4 км	Филиал ПАО «Россети» – Хакаское ПМЭС	2021	88,4 км
10	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) ориентировочной протяженностью 99,821 км	Филиал ПАО «Россети» – Хакаское ПМЭС	2021	99,821 км
11	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Междуреченская – Чарыш ориентировочной протяженностью 84,88 км	Филиал ПАО «Россети» – Хакаское ПМЭС	2021	84,88 км
12	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Означенное – Степная I цепь с отпайкой на ПС Бея, образованной от ВЛ 220 кВ Означенное – Бея I цепь (Д-59), ориентировочной протяженностью 71,1 км	Филиал ПАО «Россети» – Хакаское ПМЭС	2021	71,1 км
13	220 кВ	Строительство участка ЛЭП до ПС 220 кВ Степная от ВЛ 220 кВ Означенное – Бея II цепь (Д-60) с образованием ВЛ 220 кВ Означенное – Степная I цепь с отпайкой на ПС Бея ориентировочной протяженностью 72,06 км	Филиал ПАО «Россети» – Хакаское ПМЭС	2021	72,06 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Чарыш с заменой трансформатора 220 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2017	40 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Разрез Аршановский с двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 16 МВА каждый	Абонентская	2019	2×16 МВА 2×0,65 Мвар
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Степная с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети» – Хакаское ПМЭС	2021	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тёя с установкой двух трансформаторов 220/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети» – Хакасское ПМЭС	2021	2×16 МВА
5	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП-2 СА3 с заменой трансформатора 4Т 220 кВ мощностью 275 МВА на трансформатор 220 кВ мощностью 320 МВА	ООО «РУСАЛ Саяногорск»	2022	1×320 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

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

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

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

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-19,0
	21.06.2017	23,7
2018	19.12.2018	-8,4
	20.06.2018	22,6
2019	18.12.2019	-12,7
	19.06.2019	16,9
2020	16.12.2020	-9,6
	17.06.2020	15,3
2021	15.12.2021	-20,6
	16.06.2021	13,8

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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 ООО «Сетевая Компания Сибири»

По данным ООО «Сетевая Компания Сибири» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Дзержинская-2	110/6	T-1	ТМ-6300/110	115/6,6	6,3	1966	94	2,62	2,09	2,04	1,73	1,69	1,89	1,37	0,46	1,2	1,42	0
			T-2	ТДН-10000/110	115/6,6	10	1969	94	3,65	3,31	3,34	3,48	3,48	2,13	2,14	1,82	2,2	2,2	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Дзержинская-2	T-1	ТМ-6300/110	1966	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110	1969	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Дзержинская-2	Зимний контрольный замер 2017 года	6,27	ПС 110 кВ Дзержинская-2	Администрация г. Сорск	287	20.04.2022	2023	0,510	0	0,38	0,0510	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
				ПС 110 кВ Дзержинская-2	Администрация г. Сорск	285	20.04.2022	2023	0,330	0	0,38	0,0330						
				ПС 110 кВ Дзержинская-2	Администрация г. Сорск	286	20.04.2022	2023	0,270	0	0,38	0,0270						
				ТП-19-19-12	ИП Савчук Сергей Григорьевич	360	26.05.2022	2023	0,050	0	0,38	0,0050						
				ТП-19-19-01	Назаренко Сергей Анатольевич	129	17.03.2022	2023	0,015	0,005	0,38	0,0015						
				ТП-19-19-04	Кошелева Ирма Юрьевна	71	24.02.2022	2023	0,015	0,010	0,38	0,0015						
				ТП-19-16-07	Заикин Анатолий Сергеевич	146	22.03.2022	2023	0,015	0,005	0,22	0,0015						
				ТП-19-16-07	Сидорова Галина Михайловна	311	05.05.2022	2023	0,015	0,005	0,38	0,0015						
				ТП – 19-19-7/10	Куликов Виктор Николаевич	147	22.03.2022	2023	0,015	0,003	0,38	0,0015						
				ТП-19-16-7/10	Матвеев Алексей Викторович	150	23.03.2022	2023	0,015	0	0,38	0,0015						
				КТП-19-16-61	Козлова Наталья Валерьевна	29	01.02.2022	2023	0,015	0,005	0,38	0,0015						
				КТП-19-16-61	Панарин Виктор Николаевич	107	14.03.2022	2023	0,015	0,005	0,38	0,0015						
				КТП-19-16-61	Беспалова Алена Антимоновна	109	15.03.2022	2023	0,015	0,005	0,38	0,0015						
				КТП-19-16-61	Каканова Наталья Семеновна	148	22.03.2022	2023	0,015	0,005	0,22	0,0015						
				МТП -19-21-67	Шоев Владимир Владимирович	28	01.02.2022	2023	0,015	0	0,38	0,0015						
				КТП-19-18-22	Гусев Владимир Владимирович	156	24.03.2022	2023	0,015	0,005	0,38	0,0015						
				КТП-19-11-09	Ларионов Дмитрий Геннадьевич	81	03.03.2022	2023	0,015	0,005	0,38	0,0015						
				КТП 19-11-62	Афанасьев Сергей Владимирович	271	19.04.2022	2023	0,015	0,005	0,38	0,0015						
				КТП-19-16-61	Середа Андрей Ильич	219	06.04.2022	2023	0,014	0,005	0,38	0,0014						
				ТП 19-16-53	Павельчик Андрей Юрьевич	32	03.02.2022	2023	0,012	0,005	0,22	0,0012						
				ТП 19-16-53	Алешкова Надежда Александровна	229	12.04.2022	2023	0,010	0,003	0,22	0,0010						
ТП-19-16-07	ИП Гребень Светлана Васильевна	359	26.05.2022	2023	0,010	0	0,22	0,0010										
КТП-19-16-61	Колобов Сергей Юрьевич	155	24.03.2022	2023	0,009	0,006	0,38	0,0009										
ТП-19-19-01	Сафронова Нина Макаровна	87	04.03.2022	2023	0,008	0	0,22	0,0008										
КТП 19-11-03	Бронников Валерий Анатольевич	88	04.03.2022	2023	0,008	0,005	0,22	0,0008										
ТП-19-19-7/11	Марушкина Анастасия Викторовна	143	21.03.2022	2023	0,005	0	0,22	0,0005										
ТП-19-19-02	Зюкина Надежда Николаевна	128	17.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003										

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ТП-19-19-04	Елисеев Владимир Васильевич	16	26.01.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-20-05	Верховых Олег Евгеньевич	298	22.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-07	Косьянова Елена Юрьевна	145	22.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-20-7/29	Данина Анна Николаевна	179	29.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП – 19-19-7/10	Седусов Михаил Иванович	89	04.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП – 19-19-7/10	Полежаев Александр Афанасьевич	105	14.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП – 19-19-7/10	Салгалова Вера Георгиевна	166	28.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП – 19-19-7/10	Константинов Юрий Геннадьевич	193	31.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП – 19-19-7/10	Сторублева Лариса Ивановна	195	31.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП – 19-19-7/10	Матвеев Виктор Валентинович	217	06.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-19-7/11	Журавель Иван Владимирович	69	24.02.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-19-7/11	Масалов Сергей Сергеевич	98	14.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-19-7/11	Смыкова Елена Анатольевна	186	30.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-19-7/11	Старенкова Марина Гарифьяновна	216	06.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-19-7/11	Макерова Надежда Владимировна	299	22.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-19-7/11	Случаев Анатолий Кириллович	361	26.05.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-19-7/11	Старенькая Любовь Анатольевна	362	26.05.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Ринг Виктор Николаевич	110	15.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Любушкина Нина Дмитриевна	111	15.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Епишин Николай Эдуардович	112	15.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Мезенцева Надежда Ивановна	123	16.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Терников Максим Евгеньевич	127	17.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Щербаков Дмитрий Викторович	135	18.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Савельев Александр Геннадьевич	136	18.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Жорняк Альбина Александровна	152	23.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Зыков Сергей Владимирович	159	25.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Семенов Федор Таврионович	191	31.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Шитова Людмила Николаевна	205	04.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Захваткин Виктор Владимирович	207	04.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Колесников Алексей Андреевич	208	04.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Анпилогов Виктор Яковлевич	218	06.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Руднева Евгения Александровна	235	12.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Гонопольская Валентина Корнеевна	239	12.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Еремеева Елена Григорьевна	265	19.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Прохорова Анастасия Михайловна	272	19.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Пугачева Вера Геннадьевна	300	22.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-7/10	Васильков Алексей Владимирович	301	22.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-55	Березин Николай Михайлович	371	26.05.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Медяников Михаил Михайлович	86	04.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Белоцкая Ольга Петровна	142	21.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Кузьмин Александр Михайлович	149	23.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Глазков Егор Иванович	165	28.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Ромашко Анжела Валерьевна	194	31.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Киселева Елена Игоревна	206	04.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Бондаренко Александр Юрьевич	209	04.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП-19-16-63	Михайлов Александр Владимирович	237	12.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Сандулова Зоя Николаевна	238	12.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Верховых Олег Евгеньевич	243	15.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Кузнецова Зинаида Николаевна	244	15.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Буслейко Константин Сергеевич	262	19.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Кузнецова Ольга Эдуардовна	264	19.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-63	Чучук Андрей Геннадьевич	297	22.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП – 19-16-65	Керн Галина Дмитриевна	104	14.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-14-7/25	Папчиков Михаил Владимирович	122	16.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-14-7/25	Тачеева Светлана Митрофановна	134	18.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-14-7/25	Бойко Александр Михайлович	151	23.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-60	Пономарев Александр Иванович	137	18.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				ТП-19-16-60	Юдаков Сергей Александрович	144	21.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-61	Шаранков Сергей Анатольевич	154	24.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-61	Тачеев Олег Александрович	170	29.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				КТП-19-16-61	Шкаренко Татьяна Викторовна	245	15.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				МТП-19-21-66	Гонбников Сергей Сергеевич	121	16.03.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				МТП-19-21-66	Грейдин Евгений Владимирович	210	04.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						
				МТП-19-21-66	Шилов Владимир Иванович	263	19.04.2022	2023	0,003	0	0,22	0,0003						

ПС 110 кВ Дзержинская-2.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 6,27 МВА. В ПАР трансформатора мощностью 10 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 6,3 МВА составит 82,9 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора. В ПАР трансформатора мощностью 6,3 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 10 МВА составит 52,3 % от $S_{дн}$, что также не превышает $S_{дн}$ трансформатора.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -19°С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции). В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,64 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,18 МВА).

Сетевая компания предоставила информацию о трех ТУ на ТП к ПС 110 кВ Дзержинская-2 с заявленной мощностью менее 670 кВт, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый:

– ТУ на ТП администрации г. Сорск (ДТП от 20.04.2022 № 287) для электроснабжения земельного участка индивидуального жилого строительства максимальной мощностью присоединяемых энергопринимающих устройств 510 кВт;

– ТУ на ТП администрации г. Сорск (ДТП от 20.04.2022 № 285) для электроснабжения земельного участка индивидуального жилого строительства максимальной мощностью присоединяемых энергопринимающих устройств 330 кВт;

– ТУ на ТП администрации г. Сорск (ДТП от 20.04.2022 № 286) для электроснабжения земельного участка индивидуального жилого строительства максимальной мощностью присоединяемых энергопринимающих устройств 270 кВт.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 6,45 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора мощностью 10 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 6,3 МВА составит 85,3 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора. В ПАР трансформатора мощностью 6,3 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 10 МВА составит 53,8 % от $S_{дн}$, что также не превышает $S_{дн}$ трансформатора.

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;

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

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

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,27 + 0,18 + 0 - 0 = 6,45 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Сетевая Компания Сибири» (замена существующих трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/6 кВ 25 МВА каждый).

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

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

2.2.3.1 ПАО «Россети Сибирь»

ПАО «Россети Сибирь» в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии. При этом данные о понесенном ущербе от недоотпуска электрической энергии и предложения по мероприятиям, направленным на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, не предоставлены. В связи с отсутствием предложений по мероприятиям данная информация в рамках подготовки материалов не рассматривается.

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

ПС 110 кВ Ташеба-Сельская.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 8,04 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,3 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ташеба-Сельская расчетный объем ГАО составит 0,48 МВА.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Ташеба-Сельская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию проекта – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Юго-Западная.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 24,11 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125,6 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 20,28 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105,6 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юго-Западная расчетный объем ГАО составит 1,08 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется 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 25 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию проекта – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Республики Хакасия и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Республики Хакасия до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 10 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Хакасия.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	77,0	61,0	220	2024	ПС 220 кВ Чарыш ПС 220 кВ Бискамжа ПС 220 кВ Нанчул (новая) ПС 220 кВ Югачи ПС 220 кВ Камышта
					110		ПС 110 кВ Ташеба
2	Центр обработки данных	ООО «БАМовская ТЭС-1»	0,0	50,0	10	2023	Абаканская ТЭЦ
3	Угледобывающий комплекс	ООО «Разрез Кирбинский»	0,0	12,5	110	2024	ПС 220 кВ Абакан-районная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия на период 2023–2028 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16859	17614	17789	17851	17873	17934
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	755	175	62	22	61
Годовой темп прироста, %	–	4,48	0,99	0,35	0,12	0,34

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Хакасия прогнозируется на уровне 17934 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,97 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 755 млн кВт·ч или 4,48 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 22 млн кВт·ч или 0,12 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 10.

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

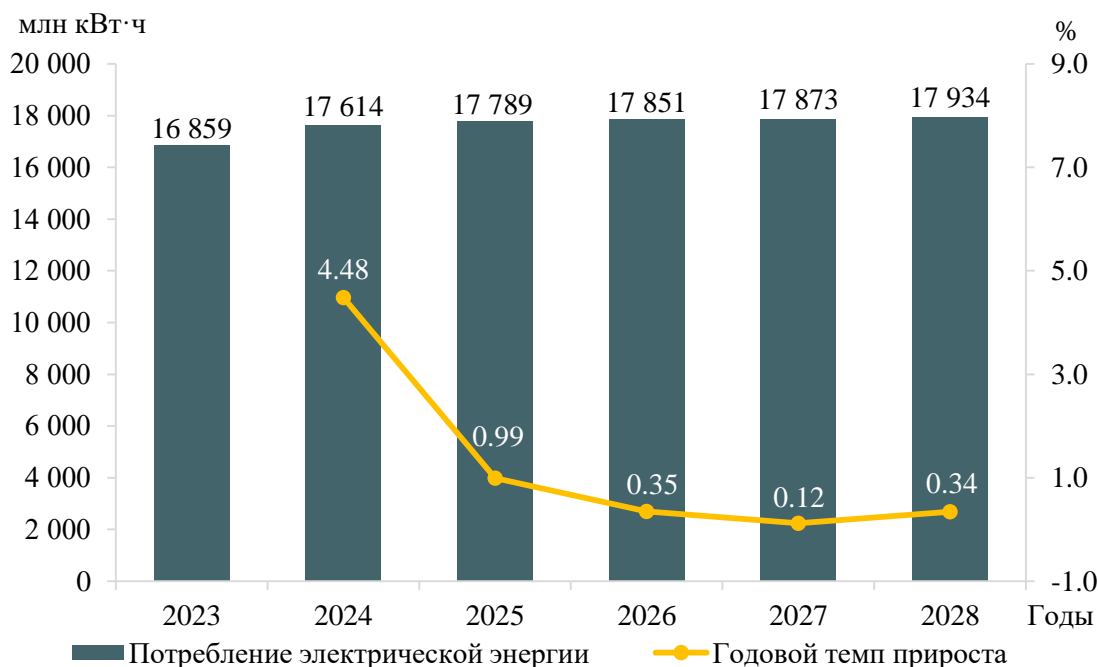


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- развитием центров обработки данных.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2220	2311	2314	2317	2319	2320
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	91	3	3	2	1
Годовой темп прироста, %	–	4,10	0,13	0,13	0,09	0,04
Число часов использования максимума потребления мощности	7594	7622	7688	7704	7707	7730

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия к 2028 году прогнозируется на уровне 2320 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,20 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 91 МВт или 4,10 %, что обусловлено реализацией развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»; наименьший – 1 МВт или 0,04 % в 2028 году.

Характер режима электропотребления энергосистемы в прогнозный период менее плотный, чем в отчетный период, однако он остается очень плотным, к 2028 году число часов использования максимума приближается к отчетному значению и прогнозируется на уровне 7730 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленных производств (свыше 84 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

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

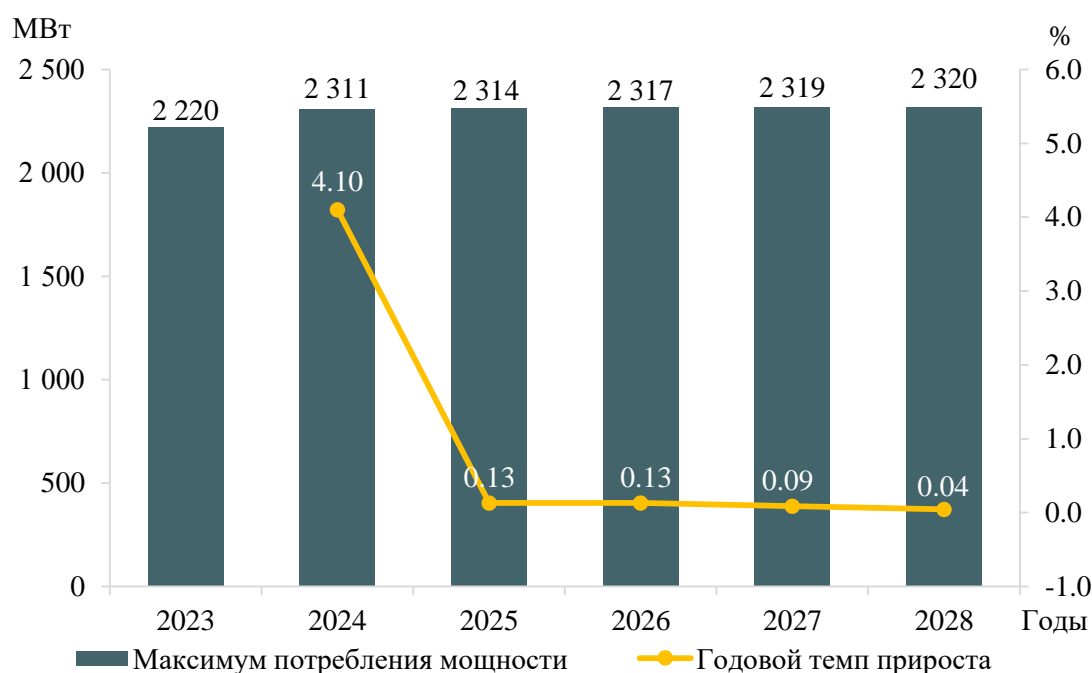


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Хакасия в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 4,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия в 2028 году составит 7162,1 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Хакасия не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия в период 2023–2028 годов представлена в таблице 13. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Хакасия в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 13 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	7157,2	7157,2	7157,2	7162,1	7162,1	7162,1
ГЭС	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0
ТЭС	431,0	431,0	431,0	435,9	435,9	435,9
ВИЭ всего	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
СЭС	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2

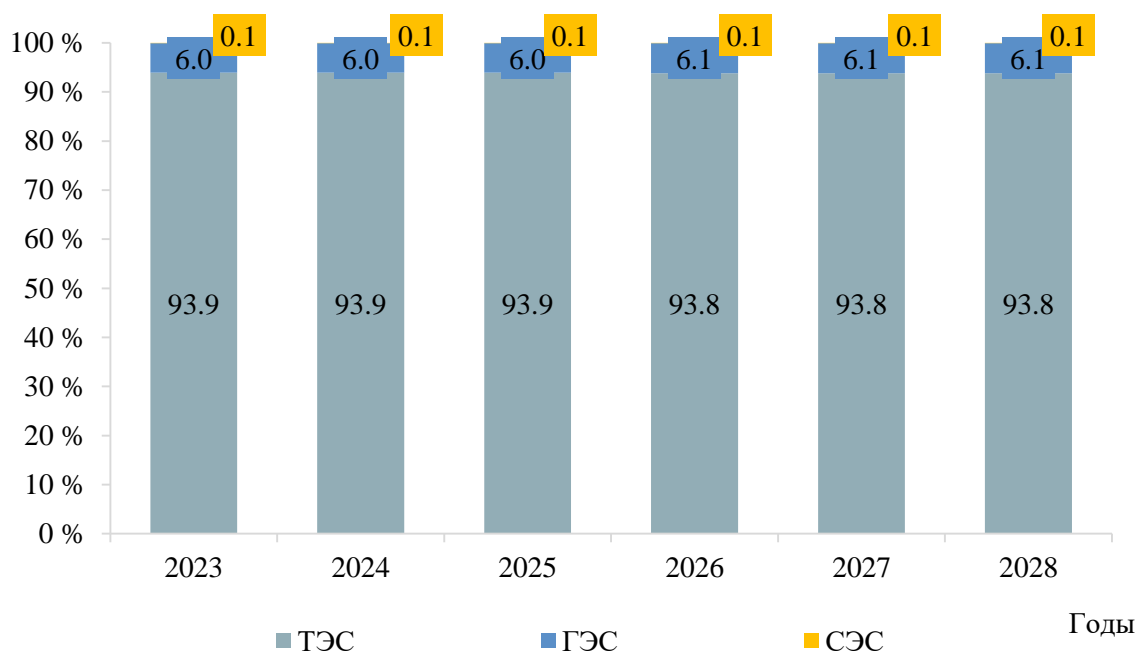


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Хакасия

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Хакасия с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

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

4.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 14 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов 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 14 – Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×267	–	–	–	–	801	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва	ООО «Голевская ГРК»	–	161,00
													ГКУ РТ «Госстройзаказ»	–	35,42
													Администрация Тоджинского кожууна Республики Тыва	–	15,00
2	Строительство ПС 220 кВ Нанчхул с трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,18
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамажа на ПС 220 кВ Нанчхул ориентировочной протяженностью 24,982 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×24,982	–	–	–	–	49,964				
4	Реконструкция ПС 220 кВ Чарыш с заменой трансформатора Т2 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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	19,184	11,27
5	Строительство ПС 110 кВ Разрез Кирбинский с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Разрез Кирбинский»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Разрез Кирбинский»	ООО «Разрез Кирбинский»	–	12,50
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				
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 потребителей ООО «Восточно-Бейский разрез»	ООО «Восточно-Бейский разрез»	–	6,00
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 Чалпан с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Восточно-Бейский разрез»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20				
10	Реконструкция ПС 110 кВ Райково с установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО УК «Разрез Майрыхский»	ООО УК «Разрез Майрыхский»	5,5	0,5

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Реконструкция ПС 110 кВ Ташеба-Сельская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Западная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

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

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

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

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

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

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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 в долгосрочной перспективе, 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 проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Хакасия оценивается в 2028 году в объеме 17934 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,97 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия к 2028 году увеличится и составит 2320 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,20 %.

Наибольшие годовые темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Хакасия прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления ОАО «РЖД» за счет реализации развития второго этапа Восточного полигона.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Хакасия в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 7594–7730 час/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Хакасия в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 4,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Хакасия в 2028 году составит 7162,1 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 121,492 км, трансформаторной мощности 942,4 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от _____ г. № _____ «Об утверждении _____», зарегистрирован М-вом юстиции _____ г., регистрационный № _____. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: __.__.____).

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 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Республики Хакасия													
Саяно-Шушенская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	PO-230-B-677	-	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0		
		2	PO-230-B-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		3	PO-230-B-678		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		4	PO-230-B-679		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		5	PO-230-B-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		6	PO-230-B-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		7	PO-230-B-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		8	PO-230-B-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		9	PO-230-B-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
		10	PO-230-B-677		640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	640,0	
Установленная мощность, всего		-	-		6400,0	6400,0	6400,0	6400,0	6400,0	6400,0	6400,0		
Майнская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	ПЛ20-B-1000	-	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0		
		2	ПЛ20-B-1000		107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	
		3	ПЛ20-B-1000		107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	
Установленная мощность, всего		-	-		321,0	321,0	321,0	321,0	321,0	321,0	321,0		
Абаканская ТЭЦ	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»												
		1	ПТ-60-130/13	Мазут, уголь	60,0	60,0	60,0	60,0	64,9	64,9	64,9	Модернизация в 2026 г.	
		2	Т-110/120-130-4		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
		3	Т-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		4	Кт-136-12,8		136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0		
Установленная мощность, всего		-	-		406,0	406,0	406,0	406,0	410,9	410,9	410,9		
Сорская ТЭЦ	ООО «Сорский ГОК»												
		1	П-6-35/5	Уголь	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		-	-		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
ТЭЦ Абаза-Энерго (ТЭЦ ООО «Абаканское рудоуправление»)	ООО «Абаза-Энерго»												
		1	П-6-35/5М	Уголь	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	АК-4,5-ВВС		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5		
		3	АП-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		4	АР-2,5-11		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
Установленная мощность, всего		-	-		19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0		
Абаканская СЭС	ООО «Абаканская СЭС»												
		1М	ФЭСМ	-	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2		
Установленная мощность, всего		-	-		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Республики Хакасия

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
1	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Западная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	205,78	205,78
2	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×267	–	–	–	–	801	2024	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва	1432,28	1422,42
3	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Ташеба-Сельская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	124,63	124,63

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, технологическому присоединению к электрическим сетям, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.