

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

РЕСПУБЛИКА АЛТАЙ И АЛТАЙСКИЙ КРАЙ

КНИГА 2

АЛТАЙСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края.....	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.....	10
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	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1.1 Энергоузел ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная.....	15
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).....	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	17
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	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	21
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	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	21
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	22
2.3.3 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	23
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	24
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	24
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	24
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	25
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	26
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	28
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	28
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 Алтайского края.....	30
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	32
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).....	34
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	36
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий 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 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.....	42
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -36 °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 36 °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 -36 °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 36 °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
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °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 20 °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 +20 °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 20 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим

ПС	– (электрическая) подстанция
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
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
СК	– синхронный компенсатор
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
Т	– трансформатор
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
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на 2023–2028 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Республика Алтай»;
- книга 2 «Алтайский край».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края 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 Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай и по Алтайскому краю 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 Алтай и Алтайского края на период до 2028 года, в том числе:

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Федерации – Республика Алтай и Алтайский край.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Алтай и Алтайского края и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Алтайского края, Новосибирской и Омской областей;

– филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго», в зону обслуживания которого входят территории Республики Алтай и Алтайского края.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края

Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края связана с энергосистемами:

– Кемеровской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Новосибирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 5 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): ВЛ 500 кВ в габаритах 1150 кВ – 1 шт.;

– Республики Казахстан (АО «КЕГОС»): ВЛ 500 кВ – 3 шт. (одна из них в габаритах 1150 кВ), ВЛ 110 кВ – 5 шт. (одна из них в габаритах 220 кВ).

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Алтайского края, с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей на территории Алтайского края

Наименование потребителя	Максимальное потребления мощности, МВт
Более 100 МВт	
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго	131
Более 10 МВт	
АО «Алтай-Кокс»	35
Рубцовский филиал АО «Алтайвагон»	24
ООО «Нортек»	17
АО «Барнаултрансмаш»	14
АО «Сибирь-Полиметаллы»	14
«Бийский олеумный завод»- филиал федерального казенного предприятия «Завод им. Я.М. Свердлова»	10

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, на 01.01.2022 составила 1582,3 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей, расположенных на территории Алтайского края, доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1572,5	–	–	+9,8	–	1582,3
ТЭС	1572,5	–	–	+9,8	–	1582,3

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 Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10754	10795	10608	10391	10839
Годовой темп прироста, %	-0,76	0,38	-1,74	-2,04	4,31
Максимум потребления мощности, МВт	1873	1911	1810	1756	1803
Годовой темп прироста, %	-0,48	2,03	-5,29	-2,98	2,68
Число часов использования максимума потребления мощности	5742	5649	5861	5917	6013
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	18.12 06:00	26.01 07:00	08.02 06:00	10.12 06:00	25.01 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-21,8	-34,2	-32,6	-13,0	-33,6
<i>в том числе Алтайский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10223	10249	10068	9849	10249
Годовой темп прироста, %	-0,71	0,25	-1,77	-2,18	4,06
Доля потребления электрической энергии Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	95,1	94,9	94,9	94,8	94,6
Максимум потребления мощности, МВт	1780	1808	1712	1666	1706
Годовой темп прироста, %	0,00	1,57	-5,31	-2,69	2,40
Доля потребления мощности Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	95,0	94,6	94,6	94,9	94,6
Число часов использования максимума потребления мощности	5743	5669	5881	5912	6008

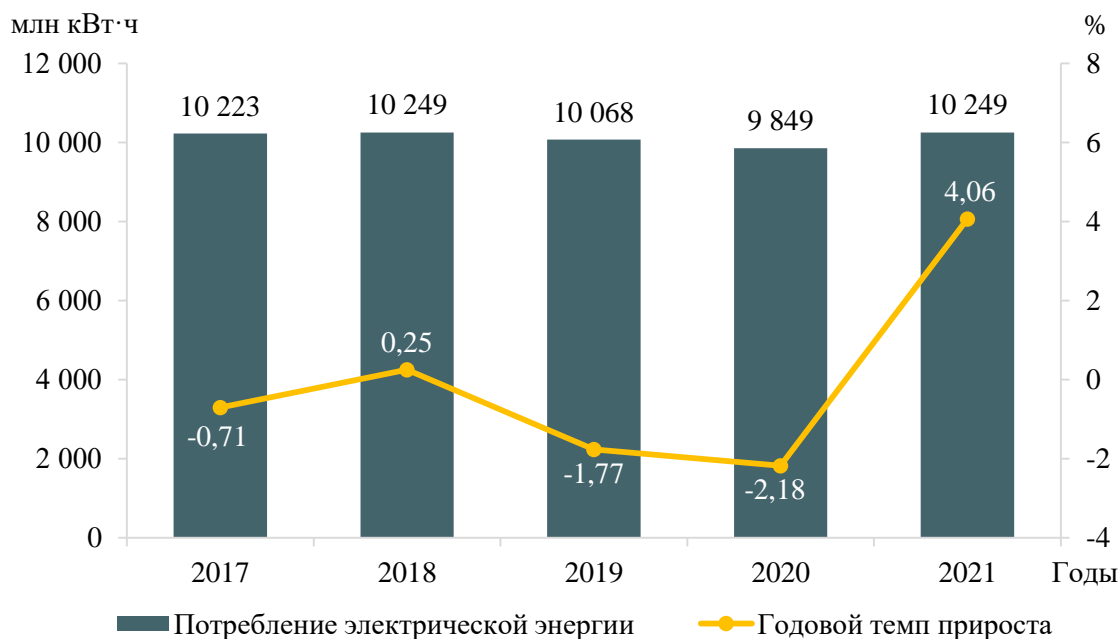


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии Алтайского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

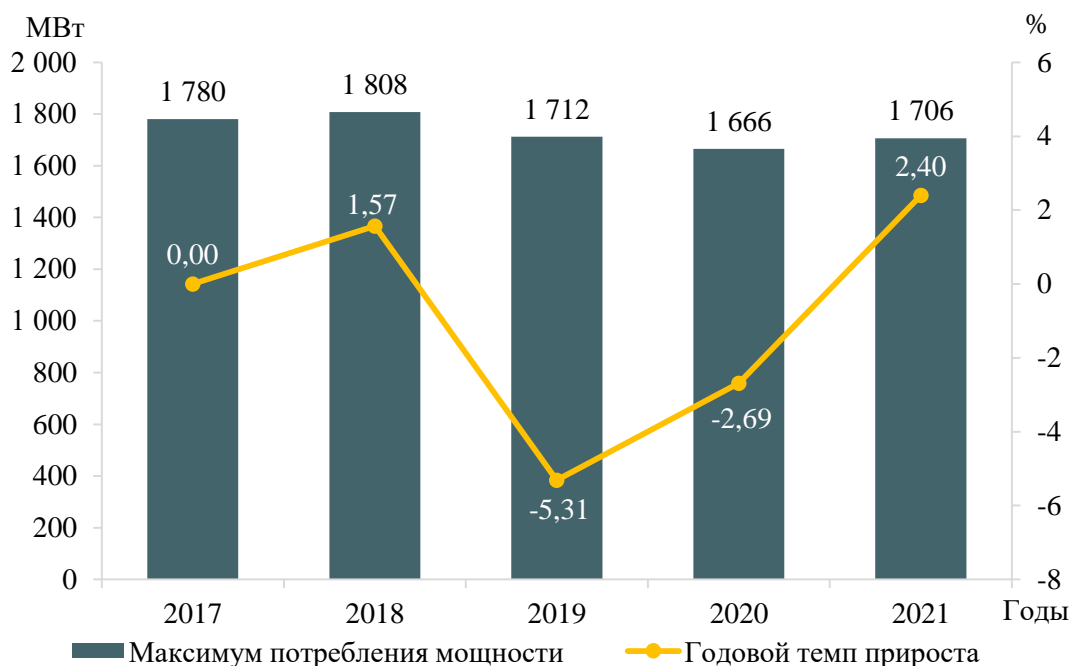


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности Алтайского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края увеличилось на 3 млн кВт·ч и составило в 2021 году 10839 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,01 %. Наибольший годовой прирост составил 4,31 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -2,04 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края снизился на 79 МВт и составил 1803 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,86 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 2,68 % в 2021 году, что обусловлено отменой ограничений пандемии; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило -5,29 %.

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии Алтайского края снизилось на 47 млн кВт·ч и составило 10249 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,09 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,06 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -2,18 %.

Доля Алтайского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края снизилась с 95,1 % в 2017 году до 94,6 % в 2021 году (или на 0,5 процентных пункта).

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности Алтайского края снизился на 74 МВт и составил 1706 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста снижения мощности -0,85 %. Дата и время прохождения годового максимума Алтайского края совпадает с максимумом энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в целом.

Доля Алтайского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края за ретроспективный период незначительно снизилась: с 95,0 % до 94,6 % (или на 0,4 процентных пункта).

Наибольший годовой прирост мощности Алтайского края составил 2,40 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер и значительно более низкой ТНВ. Наибольшее годовое снижение мощности -5,31 % в 2019 году.

Режим электропотребления Алтайского края практически совпадает с режимом энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края ввиду ее большой доли в общем потреблении мощности энергосистемы.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Алтайского края обуславливалась следующими факторами:

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- снижением потребления на коксохимическом производстве АО «Алтай-Кокс»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

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 Алтайского края приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Алтайского края 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 Смоленская – Курортная с отпайками (СК-168) до ПС 110 кВ Белокурихинская ориентировочной протяженностью 10,72 км	ПАО «Россети Сибирь»	2018	10,72 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189) до ПС 110 кВ Белокурихинская ориентировочной протяженностью 10,72 км	ПАО «Россети Сибирь»	2018	10,72 км
3	110 кВ	Отсоединение отпайки от ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная I цепь с отпайкой до ПС Кристалл ориентировочной протяженностью 0,33 км	ООО «Барнаульская сетевая компания»	2019	0,33 км
4	110 кВ	Перенос электроснабжения ПС 110 кВ Сиреневая на отпайки от КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха I цепь с отпайками и КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха II цепь с отпайками	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,32 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Сиреневая ориентировочной протяженностью 0,68 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,68 км
6	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Сиреневая ориентировочной протяженностью 0,67 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,67 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Белокурихинская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощность 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2018	2×10 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Северная новая с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощность 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2019	2×16 МВА
3	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Смазнево с установкой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	40 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 Алтайского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– энергоузел ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная.

2.1.1 Энергоузел ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -5 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Бийская – Заречная». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС «Бийская – Заречная» составляет 148,4 МВт (118 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 126 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165), ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) на ПС 220 кВ Бийская с действием на ОН в объеме не менее 25 МВт при ТНВ -5 °С	Отсутствуют	Нет

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 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-22,6
	21.06.2017	22,0
2018	19.12.2018	-9,9
	20.06.2018	19,5
2019	18.12.2019	-11,7
	19.06.2019	15,8
2020	16.12.2020	-12,1
	17.06.2020	19,1
2021	15.12.2021	-13,6
	16.06.2021	22,3

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

По данным ПАО «Россети Сибирь» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – 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 Предгорная	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10	115/11	6,3	1974	93	1,33	1,33	1,42	1,63	1,80	0,00	0,00	0,93	1,04	0,63	0
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/10,5	10	1974	82	6,58	5,79	5,52	5,84	6,09	5,43	5,22	4,39	4,44	1,89	

Таблица 9 – 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 Предгорная	T-1	ТМН-6300/110/10	1974	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1974	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 10 – 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 Предгорная	Зимний контрольный замер 2017 года	7,906	ПС 110 кВ Предгорная	Заявители льготной категории	20.2200.108.20	14.02.2020	2023	0,566	0,037	0,4	0,057	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97

ПС 110 кВ Предгорная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 7,91 МВА. В ПАР трансформатора мощностью 10 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 6,3 МВА составит 104,6 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора. В ПАР трансформатора мощностью 6,3 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 10 МВА составит 65,9 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,06 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 7,97 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора мощностью 10 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 6,3 МВА составит 105,4 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Предгорная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора мощностью 10 МВА на ПС 110 кВ Предгорная расчетный объем ГАО составит 0,41 МВА. Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется следующим образом:

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

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 нагрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

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

$$S_{персп}^{тр} = 7,91 + 0,06 + 0 - 0 = 7,97 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 7,97 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Предгорная, с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Предложения 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.

2.2.3.2 ООО «Заринская сетевая компания»

ООО «Заринская сетевая компания» 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

ПС 1150 кВ Алтай и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым двухцепным транзитом 220 кВ Нижнеартвовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, а также расширения РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и расширения РУ 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети».
Срок реализации мероприятия – 2028 год.

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

ПС 110 кВ КМК.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 15 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 22,28 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123,7 % 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 -22,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 23,24 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129,1 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ КМК расчетный объем ГАО составит 5,24 МВА.

По данным собственника отсутствует возможность реконструкции ПС 110 кВ КМК в части замены существующих трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 15 МВА каждый, так как замена трансформаторов на трансформаторы большей мощности требует комплексной реконструкции ПС 110 кВ КМК, что соответствует объему работ по строительству нового ЦП. Также согласно информации от собственника возможность перевода питания потребителей с ПС 110 кВ КМК на другие ЦП отсутствует, проведение работ на подстанции в необходимом объеме и в существующих границах невозможно. Расширение территории ПС 110 кВ КМК также невозможно.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый с переводом части нагрузки с ПС 110 кВ КМК на ПС 110 кВ Ковыльная. Также необходимо строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха - Топчихинская (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый.

Перспективная расчетная нагрузка ПС 110 кВ Ковыльная с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение и перевода части нагрузки с ПС 110 кВ КМК может составить 13,69 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 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, 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, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В Алтайском крае до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов не планируется ввод новых основных потребителей.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю на период 2023–2028 годов, представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского с выделением данных по Алтайскому краю

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10951	11045	11056	11080	11087	11119
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	94	11	24	7	32
Годовой темп прироста, %	–	0,86	0,10	0,22	0,06	0,29
<i>в том числе Алтайский край</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10333	10419	10417	10428	10435	10465
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	86	-2	11	7	30
Годовой темп прироста, %	–	0,83	-0,02	0,11	0,07	0,29

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края прогнозируется на уровне 11119 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,37 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края прогнозируется в 2024 году и составит 94 млн кВт·ч или 0,86 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 7 млн кВт·ч или 0,06 %.

Потребление электрической энергии Алтайского края прогнозируется на уровне 10465 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,30 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по Алтайскому краю прогнозируется в 2024 году и составит 86 млн кВт·ч или 0,83 %, наибольшее снижение ожидается в 2025 году и составит -2 млн кВт·ч или -0,02 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста по Алтайскому краю представлены на рисунке 3.

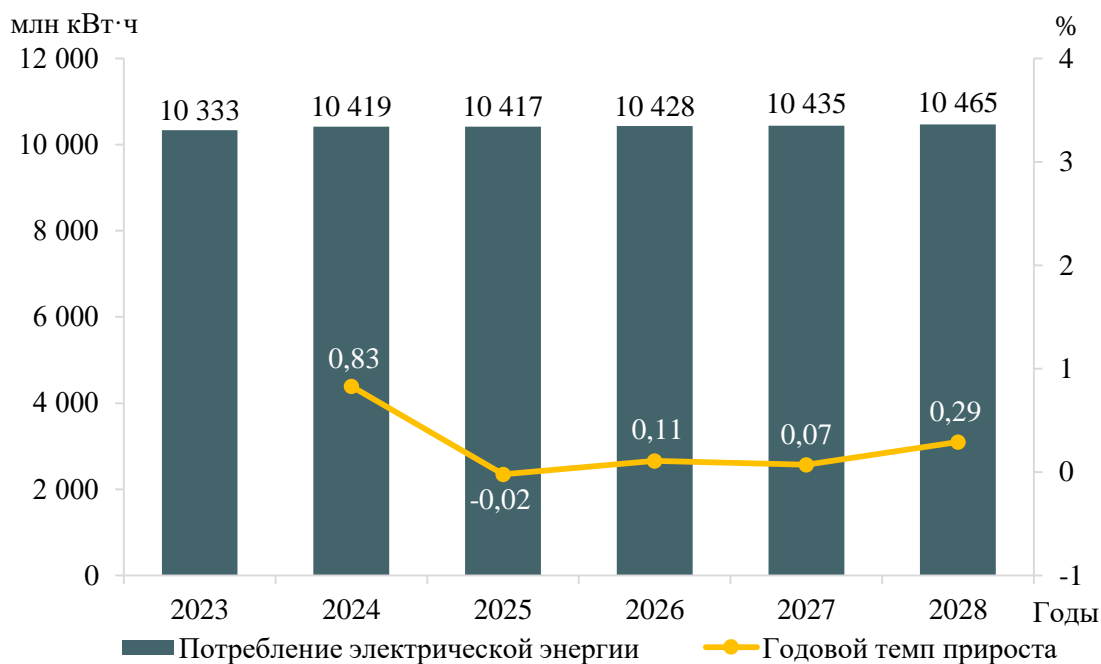


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии Алтайскому краю и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по Алтайскому краю обусловлена следующими основными факторами:

- развитием туристической инфраструктуры;
- положительными тенденциями социально-экономического развития региона на период до 2028 года.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в целом, в том числе по Алтайскому краю, 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 Алтай и Алтайского края в целом, в том числе по Алтайскому краю

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>						
Максимум потребления мощности, МВт	1868	1871	1872	1873	1874	1875
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	3	1	1	1	1
Годовой темп прироста, %	–	0,16	0,05	0,05	0,05	0,05
Число часов использования максимума потребления мощности	5862	5903	5906	5915	5916	5930
<i>в том числе Алтайский край</i>						
Потребление мощности, МВт	1761	1763	1764	1765	1766	1767
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	2	1	1	1	1

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Годовой темп прироста, %	–	0,11	0,06	0,06	0,06	0,06
Число часов использования потребления мощности	5868	5910	5905	5908	5909	5922

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края к 2028 году прогнозируется на уровне 1875 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,56 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 3 МВт или 0,16 %; наименьший – 1 МВт или 0,05 % с 2025 по 2028 годы.

Характер режима электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5930 час/год.

Потребление мощности энергосистемы Алтайского края к 2028 году прогнозируется на уровне 1767 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,50 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 2 МВт или 0,11 %; наименьший – 1 МВт или 0,06 % с 2025 по 2028 годы.

Годовой режим электропотребления Алтайского края схож по плотности с режимом электропотребления в целом по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края. Число часов использования потребления мощности Алтайского края прогнозируется в 2028 году на уровне 5922 час/год.

Динамика изменения потребления мощности Алтайского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

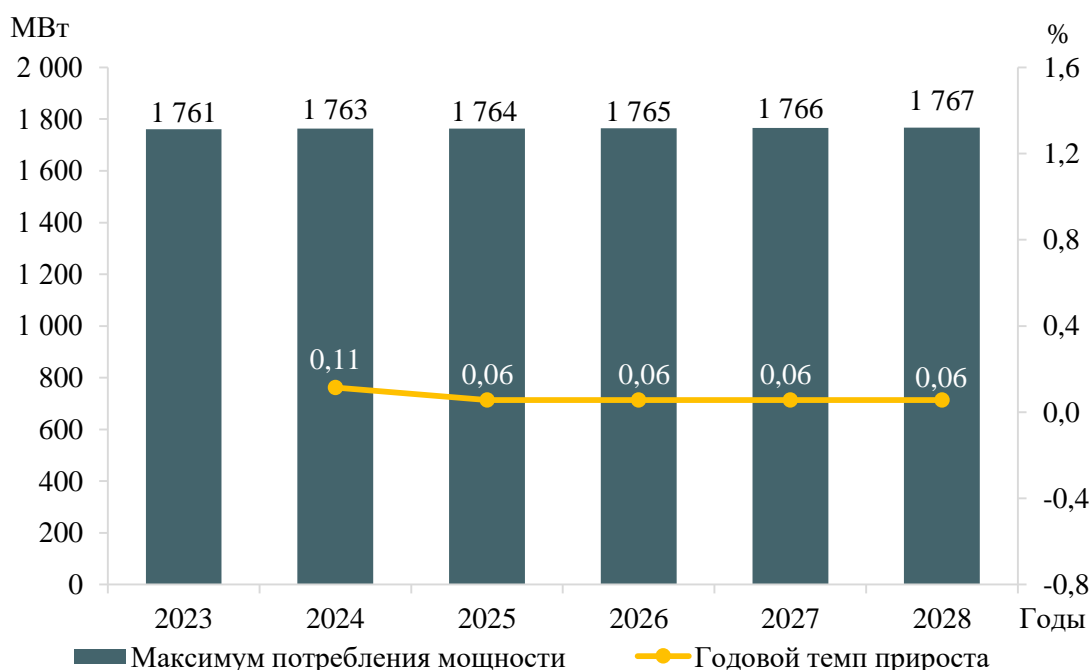


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Алтайского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в период

2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 10 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в 2028 году составит 1586,3 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 13. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5.

Таблица 13 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	1576,3	1576,3	1576,3	1586,3	1586,3	1586,3
ТЭС	1576,3	1576,3	1576,3	1586,3	1586,3	1586,3

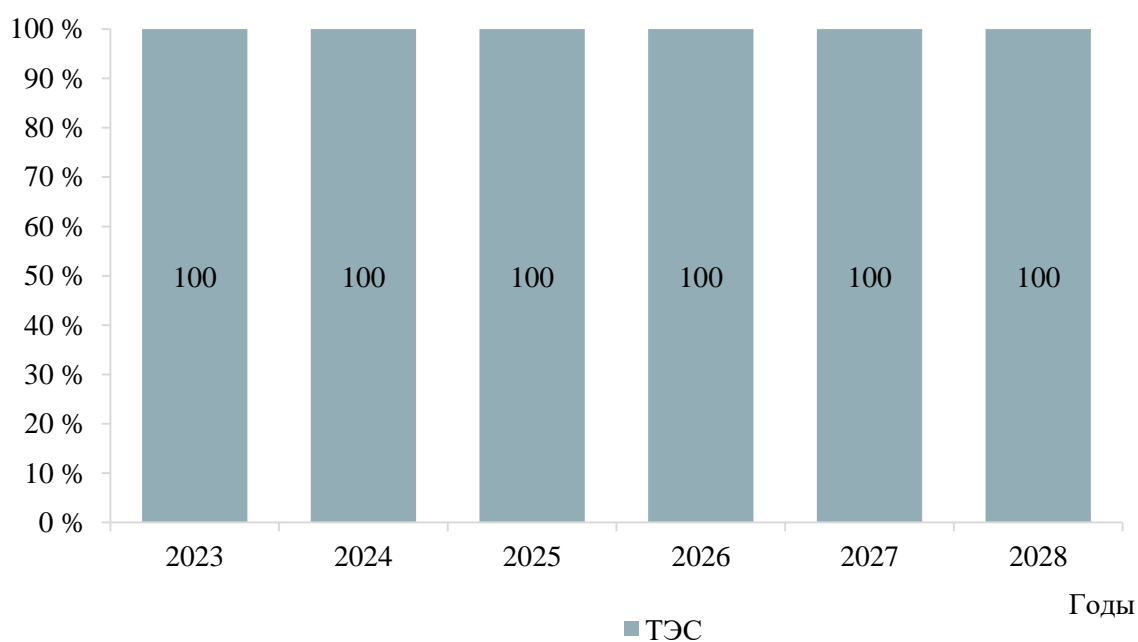


Рисунок 5 – Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, 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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Создание на ПС 220 кВ Бийская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165) с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение 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 Алтайского края

В таблице 15 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Алтайского края.

Таблица 15 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Алтайского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023-2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Центрэнергострой», ООО «Контур», ООО «Барнаулский завод цепей»	ООО «Центрэнергострой»	–	4,9
													ООО «Контур»	–	4,9
2	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2		ООО «Барнаулский завод цепей»	–	3
													ИП Никитин Евгений Геннадьевич	–	0,9

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 16.

Таблица 16 – 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	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	770	770	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	4×180	720	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	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)

На основании проведённого анализа сформирован 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) (таблица 17).

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Предгорная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Алтайского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 17.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

3) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 17.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2021 № 32@;

5) исходных данных, предоставленных ПАО «Россети» письмом № ОК-2373 от 01.07.2022 «О направлении исходных данных для разработки СиПР ЭЭС России на 2023–2028 годы»;

6) 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 Алтай и Алтайского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края 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 мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края на территории Алтайского края оценивается в 2028 году в объеме 10465 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,30 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на территории Алтайского края к 2028 году увеличится и составит 1767 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,50 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на территории Алтайского края в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5868–5922 час/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 10 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в 2028 году составит 1586,3 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, не претерпит существенных изменений.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2023–2028 годов в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края на территории Алтайского края намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 770,4 км, трансформаторной мощности 67,7 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (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 Алтай и Алтайского края, территория Алтайского края													
Барнаульская ТЭЦ-2	АО «Барнаульская генерация»			Газ, мазут, уголь									
		5	ПТ-60-120/13/1,2		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПР-60-120/13/1,2		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Р-50-130-1		50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	
		8	Т-65-130-2М		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		9	Т-65-130-2М		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5		
Бийская ТЭЦ-1	АО «Барнаульская генерация»			Мазут, уголь									
		1	ПТ-25-90/10		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ПТ-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	ПТ-60/65-12,8/1,27		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	Т-114,9/120-130		114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	
		7	Т-114,9/120-130		114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	
		8	Т-114,9/120-130		114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7		
Барнаульская ТЭЦ-3	АО «Барнаульская генерация»			Газ, мазут, уголь									
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Модернизация в 2026 г.
		3	Т-190/220-130		190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	445,0	445,0	445,0	445,0	455,0	455,0	455,0		
ТЭЦ МУП Яровской теплоэлектрокомплекс (ТЭЦ СХЗ)	МУП «Яровской теплоэлектрокомплекс»			Уголь, мазут									
		5	ПР-6-35/5/1,2м			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Присоединение 26.07.2022
		6	ПТ-12-35/10М		12,0								Вывод из эксплуатации 25.07.2022
		7	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ Кучуксульфат	ОАО «Кучуксульфат»			Уголь, мазут									
		1	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	АПР-6-5(10)		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	ПР-6-35/10-5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ АКХЗ	АО «Алтай-Кокс»			Газ, мазут									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0		
Барнаульская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		3	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		4	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0		

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)								
Белокурихинская ТЭС	ЗАО «Инновация»			Газ									
		1	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		2	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		3	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		4	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		5	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		6	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		7	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		8	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6		
ТЭЦ Черемновский сахарный завод	ОАО «Черемновский сахарный завод»			Газ, мазут									
		1	P-2,5-21/3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	P-2,5-21/3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	P-2,5-15/3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5		
Южная тепловая станция	АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»			Уголь									
		1	P-6-1,3/0,12		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Алтайского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	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 Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	2026	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	849,73	801,43
2	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2		Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
3	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Предгорная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	323,42	323,42
4	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	4×180	720	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	3025,33	3025,33
5	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	770	770		Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	44104,7	44104,7

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	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
6	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Создание на ПС 220 кВ Бийская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165) с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,70	8,70

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

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, 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 либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.