

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Забайкальского 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	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет	12
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	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	23
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	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше	23
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	26
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	26
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	28
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	28
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	31
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	32
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	33
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	35
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	35
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 Забайкальского края.....	35
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	38
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).....	40
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	42
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	44
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	45
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	46
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	47

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	48
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.....	50

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
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 -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
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция

РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	– релейная защита и автоматика
РП	– (электрический) распределительный пункт
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
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
СЭС	– солнечная электростанция
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
ЭС	– электроэнергетическая система, энергосистема
$S_{\text{ддн}}$	– 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 Забайкальского 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 Забайкальского края 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 Забайкальского 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 Забайкальского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ и обслуживает территорию Забайкальского края.

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

– филиал ПАО «Россети» – Забайкальское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Забайкальского края, Республики Бурятия, Иркутской области, Ленского района Республики Саха (Якутия);

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

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Забайкальского края

Энергосистема Забайкальского края связана с энергосистемами:

– Республики Бурятия (Филиал АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ): ВЛ 220 кВ – 5 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Амурской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Республики Саха (Якутия) (Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Забайкальского края с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Забайкальского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго	547
ПАО «ППГХО»	130
Более 50 МВт	
ООО «ГРК Быстринское»	58

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края на 01.01.2022 составила 1643,8 МВт, в том числе: ТЭС – 1593,8 МВт, СЭС – 50,0 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 Забайкальского края, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1623,8	20,0	–	–	–	1643,8
ТЭС	1593,8	–	–	–	–	1593,8
ВИЭ всего	30,0	20,0	–	–	–	50,0
СЭС	30,0	20,0	–	–	–	50,0

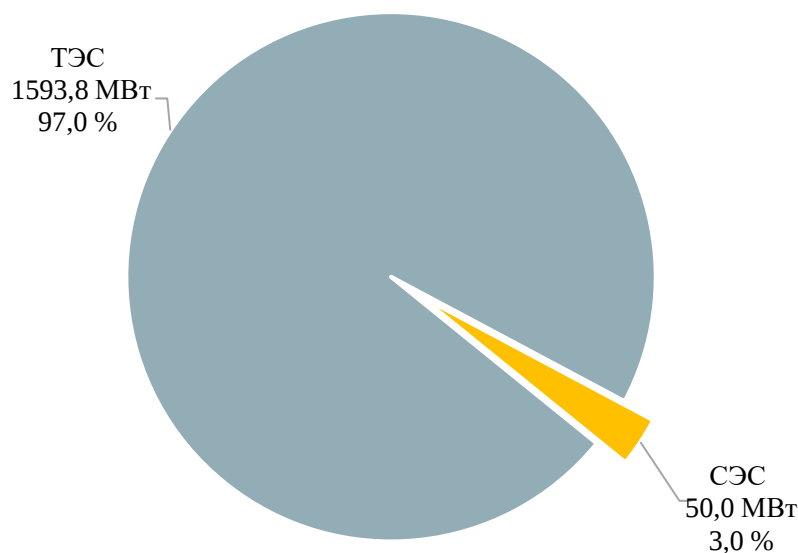


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края по состоянию на 01.01.2022

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 Забайкальского края приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7813	7961	8146	8193	8264
Годовой темп прироста, %	-0,64	1,89	2,32	0,58	0,87
Максимум потребления мощности, МВт	1257	1296	1266	1290	1299
Годовой темп прироста, %	-1,80	3,10	-2,31	1,90	0,70
Число часов использования максимума потребления мощности	6216	6142	6434	6351	6362
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	31.12 13:00	21.12 15:00	09.12 05:00	09.01 06:00	24.12 04:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-28,8	-17,9	-19,2	-24	-31,6

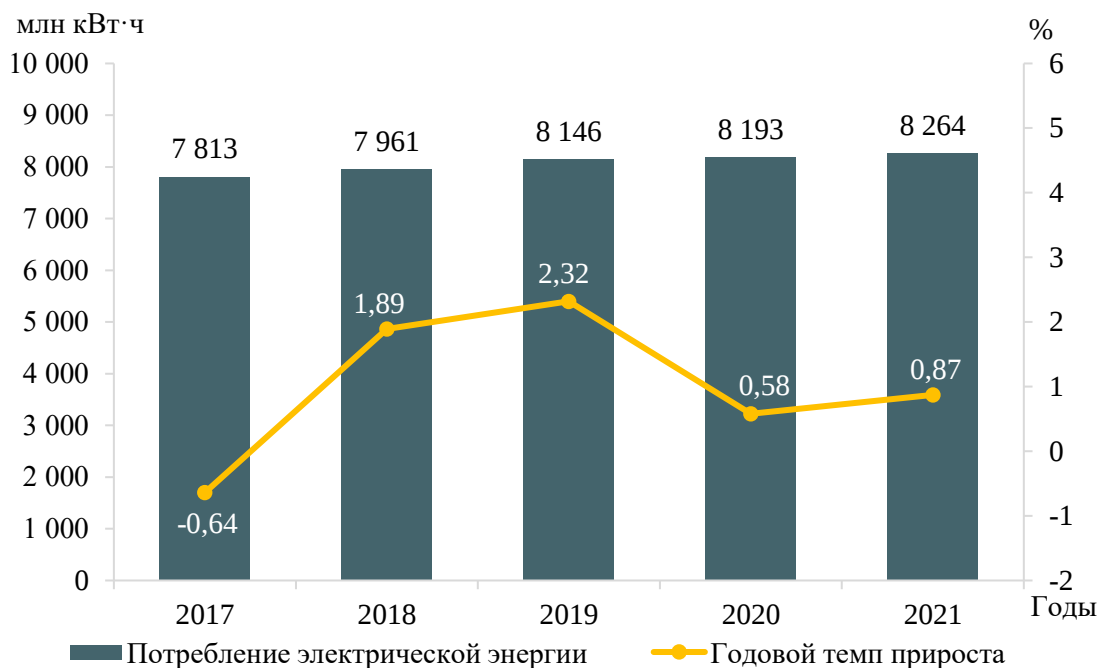


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

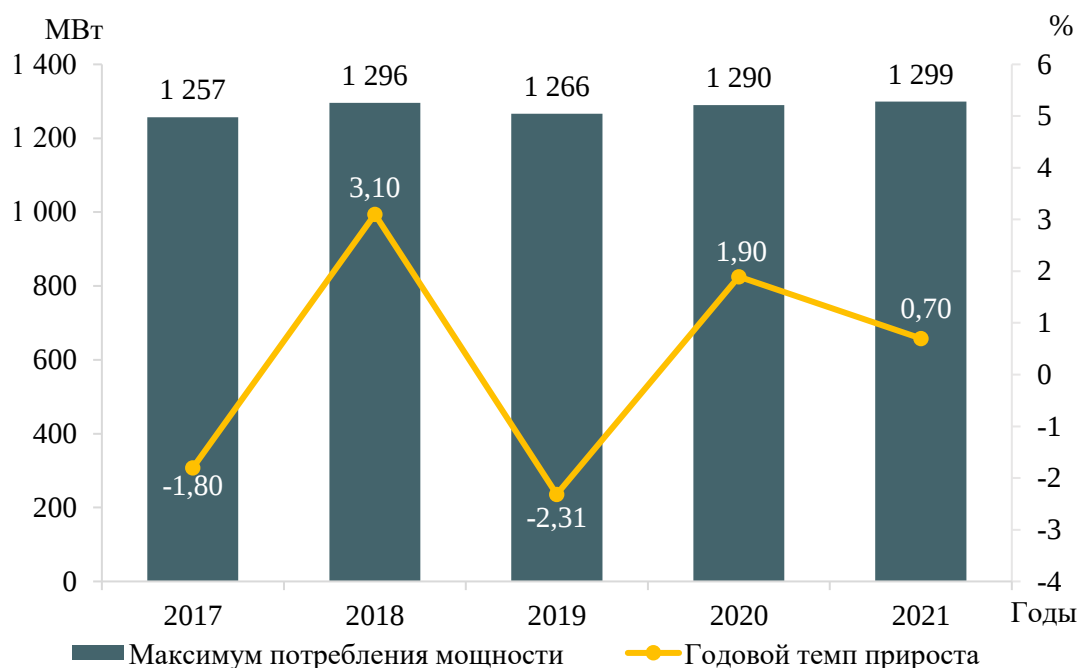


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Забайкальского края увеличилось на 401 млн кВт·ч и составило в 2021 году 8264 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,0 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,32 % в 2019 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2017 году и составило -0,64 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края вырос на 19 МВт и составил 1299 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,3 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 3,10 % в 2018 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило -2,31 %, обусловленное снижением потребления мощности потребителями промышленного комплекса.

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

- вводом в эксплуатацию горно-обогатительного комбината на Быстринском золото-железномедном месторождении;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- снижением потребления на Приаргунском производственном горно-химическом объединении ПАО «ППГХО».

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 Забайкальского края приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического

оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Забайкальского 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	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Быстринская I цепь ориентировочной протяженностью 234,84 км	ПАО «Россети»	2017	1×234,84 км
2	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Быстринская II цепь ориентировочной протяженностью 234,84 км	ПАО «Россети»	2017	1×234,84 км
3	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Вершина Шахтамы – Акатуй-Кличка с отпайкой на ПС Бугдаинская (ВЛ-110-23) с заменой провода АС-95 на провод АС-120 от опоры 163 до опоры 305	ПАО «Россети Сибирь»	2019	21 км
4	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 1 ориентировочной протяженностью 21,08 км	ПАО «Россети»	2019	21,08 км
5	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Верхняя Давенда – Наседкино (ВЛ-110-78) ориентировочной протяженностью 50,26 км	ПАО «Россети Сибирь»	2020	50,26 км
6	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Даурия – Даурия тяговая I цепь ориентировочной протяженностью 3,92 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	3,92 км
7	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Даурия – Даурия тяговая II цепь ориентировочной протяженностью 3,7 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	3,7 км
8	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Забайкальск – Забайкальск тяговая I цепь ориентировочной протяженностью 8,38 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	8,38 км
9	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Забайкальск – Забайкальск тяговая II цепь ориентировочной протяженностью 8,38 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	8,38 км
10	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ РП Рудник Арчиной – ПС Рудник Арчиной (ВЛ-110-79) ориентировочной протяженностью 5,35 км	Абонентская	2021	5,35 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	Строительство двух заходов ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – ЦРП ППГХО на ПС 110 кВ Рудник № 6 ориентировочной протяженностью 0,42 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – Рудник № 6 и ВЛ 110 кВ ЦРП ППГХО – Рудник № 6	Абонентская	2021	2×0,42 км
12	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Черновская I цепь с отпайками до Читинской СЭС ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	0,2 км
13	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 2 ориентировочной протяженностью 21,7 км	ООО «Удоканская медь»	2021	21,7 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	Строительство ПС 220 кВ Быстринская с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	2017	2×250 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Казаново с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2018	16 МВА
3	35 кВ	Установка на ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская двух ШР 35 кВ мощностью не менее 25 Мвар каждый	ПАО «Россети»	2018	2×25 Мвар
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Удоканский ГМК с трансформатором 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА и двумя БСК 35 кВ мощностью 12 Мвар каждая	ООО «Удоканская медь»	2019	80 МВА 2×12 Мвар
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Наседкино с трансформатором 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2020	16 МВА
6	220 кВ	Установка на ПС 220 кВ Удоканский ГМК трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА и двух БСК 35 кВ мощностью 12 Мвар каждая	ООО «Удоканская медь»	2020	80 МВА 2×12 Мвар
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Даурия тяговая с четырьмя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	4×25 МВА 2×6,3 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Забайкальск тяговая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×25 МВА 2×6,3 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Рудник № 6 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Абонентская	2021	2×40 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110/10 кВ Рудник Арчикой с трансформатором 110 кВ мощностью 16 МВА	Абонентская	2021	16 МВА
11	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Новая с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
12	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Хилок с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	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 Забайкальского края 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	
		ЭС Забайкальского края без энергорайона БАМ	Юго-Восточный энергорайон
2017	20.12.2017	-7,2	-16,5
	21.06.2017	21,1	19,5
2018	19.12.2018	-8,6	-12,8
	20.06.2018	20,0	18,3
2019	18.12.2019	-15,2	-25,7
	19.06.2019	22,3	21,5
2020	16.12.2020	-21,5	-23,2
	17.06.2020	18,2	18,7
2021	15.12.2021	-24,0	-25,6
	16.06.2021	9,7	11,1

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 ($S_{ддн}$) 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 ($S_{ддн}$) 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 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 нагрузка на 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 нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Кайдаловская	110/10/6	Т-1	ТДТН-25000/110	115/11/6,6	25	1984	91	12,27	9,87	12,7	13,3	12,57	8,75	8,55	9,93	8,48	10,27	4,14
			Т-2	ТДТН-25000/110	115/11/6,6	25	1983	90	17,2	17,01	13,9	16,5	14,06	12,66	12,16	12,1	9,67	11,37	
2	ПС 110 кВ Третья	110/35/6	Т-1	ТДТН-16000/110	115/38,5/6,6	16	1980	88	6,31	5,63	6,4	7,9	8,41	2,8	2,87	2,89	3,55	4,37	2,6
			Т-2	ТДТН-16000/110	115/38,5/6,6	16	1982	95	6,13	5,69	6,8	6,7	10,02	3,87	3,84	4,43	3,81	6,61	
3	ПС 110 кВ Вершина Дарасуна	110/35/6	Т-1	ТДТН-10000/110	115/38,5/6,6	10	1989	92	4,86	4,05	4,66	4,56	5,54	2,14	2,3	2,6	3,32	3,2	2,7
			Т-2	ТДТН-10000/110	115/38,5/6,6	10	1989	91	4,86	4,05	4,66	4,56	5,54	2,14	2,3	2,6	3,32	3,2	
4	ПС 110 кВ Ново-Широкая	110/35/6	Т-1	ТДТН-10000/110	110/38,5/6,6	10	1974	78	6,5	4,95	5,5	5,77	5,16	5,07	5,55	5,11	4,46	4,96	0
			Т-2	ТДТН-10000/110	110/38,5/6,6	10	1973	89	7,5	7,63	8,43	8,29	8,33	6,27	5,73	6,58	7,08	6,22	

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 температуре °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Кайдаловская	Т-1	ТДТН-25000/110	1984	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	1983	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Третья	Т-1	ТДТН-16000/110	1980	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1982	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Вершина Дарасуна	Т-1	ТДТН-10000/110	1989	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110	1989	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Ново-Широкая	Т-1	ТДТН-10000/110	1974	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110	1973	89	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 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
1	ПС 110 кВ Кайдаловская	Зимний контрольный замер 2020 года	29,80	ПС 110 кВ Кайдаловская	ОАО «РЖД»	20.7500.4013.19	30.06.2020	2023	0,51	0,75	0,4	0,051	30,06	30,06	30,06	30,06	30,06	30,06
				ПС 110 кВ Кайдаловская	ООО «Строительная компания «Энергожилстрой»	20.7500.3593.19	24.12.2019	2023	0,482	0	0,4	0,048						
				ПС 110 кВ Кайдаловская	ООО СЗ «Энергожилстрой»	20.7500.1292.22	05.05.2022	2023	0,172	0	0,4	0,017						
				ПС 110 кВ Кайдаловская	ООО СЗ «Энергожилстрой»	20.7500.438.21	16.03.2021	2023	0,165	0	0,4	0,017						
				ПС 110 кВ Кайдаловская	ПАО «Сбербанк России»	20.7500.1610.20	01.10.2020	2023	0,15	0,08	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Кайдаловская	Заявители с заявленной мощностью до 150 кВт	—	—	2023	0,863	0	0,4	0,086						
2	ПС 110 кВ Третья	Зимний контрольный замер 2021 года	18,43	ПС 110 кВ Третья	ГКУ «Служба единого заказчика» Забайкальского края	20.7500.115.22	12.05.2022	2023	0,453	0	6	0,045	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26
				ПС 35 кВ Верх-Чита	ОАО «РЖД»	20.7500.3107.18	27.12.2018	2023	0,373	0,9	10	0,037						
				ПС 110 кВ Третья	ООО «Вертикаль»	20.7500.601.22	04.04.2022	2023	0,22	0	6	0,022						
				ПС 35 кВ Верх-Чита	физ.лицо	20.7500.3524.21	25.11.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 35 кВ Дачная	ИП Бобовский Евгений Леонидович	20.7500.1291.22	15.04.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяе- мая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 35 кВ Дачная	ИП Чебаева Александра Андреевна	20.7500.1633.22	12.05.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 35 кВ Дачная	ИП Почечунин Борис Николаевич	20.7500.1632.22	18.05.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 35 кВ Дачная	ООО «Северное сияние»	20.7500.1762.22	31.05.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Третья	Заявители с заявленной мощностью до 150 кВт	—	—	2023	3,086	0	0,4	0,309						
				ПС 35 кВ Верх-Чита	Заявители с заявленной мощностью до 150 кВт	—	—	2023	2,328	0	0,4	0,233						
				ПС 35 кВ Дачная	Заявители с заявленной мощностью до 150 кВт	—	—	2023	0,269	0	0,4	0,027						
				ПС 35 кВ Бургень	Заявители с заявленной мощностью до 150 кВт	—	—	2023	0,015	0	0,4	0,002						
3	ПС 110 кВ Вершина Дарасуна	Зимний контрольный замер 2021 года	11,08	ПС 110 кВ Вершина Дарасуна	Заявители с заявленной мощностью до 150 кВт	—	—	2023	0,035	0	0,4	0,004	11,09	11,09	11,09	11,09	11,09	11,09
				ПС 35 кВ Верхние Усугли	Заявители с заявленной мощностью до 150 кВт	—	—	2023	0,015	0	0,4	0,002						
4	ПС 110 кВ Ново- Широкая	Зимний контрольный замер 2020 года	14,06	ПС 110 кВ Ново- Широкая	ИП Старцева Екатерина Игоревна	20.7500.1649.22	13.05.2022	2023	0,15	0	6	0,015	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11
				ПС 35 кВ Газимурский завод	ИП Маргарян Альберт Леваевич	20.7500.1394.18	07.05.2018	2023	0,15	0	10	0,015						
				ПС 35 кВ Газимурский завод	Заявители с заявленной мощностью до 150 кВт	20.2400.1825.20	22.05.2020	2023	0,18	0,65	0,4	0,015						

ПС 110 кВ Кайдаловская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 29,80 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 99,3 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -21,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,14 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,34 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,26 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 25,92 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 86,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется следующим образом:

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

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,80 + 0,26 + 0 - 4,14 = 25,92 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного филиалом ПАО «Россети Сибирь» (реконструкция ПС 110 кВ Кайдаловская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый в 2028 году).

ПС 110 кВ Третья.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 18,43 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 96,0 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -24,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,60 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,49 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,83 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 16,66 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 86,8 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,43 + 0,83 + 0 - 2,60 = 16,66 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного филиалом ПАО «Россети Сибирь» (реконструкция ПС 110 кВ Третья с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ 25 МВА каждый в 2028 году).

ПС 110 кВ Вершина Дарасуна.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 11,08 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 92,3 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -25,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,70 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 8,39 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 69,9 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,08 + 0,01 + 0 - 2,70 = 8,39 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного филиалом ПАО «Россети Сибирь» (реконструкция ПС 110 кВ Вершина Дарасуна с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ 16 МВА каждый в 2028 году).

ПС 110 кВ Ново-Широкая.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 14,06 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,2 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -23,2 °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 0,48 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,05 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 14,11 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,6 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,06 + 0,05 + 0 - 0 = 14,11 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,11 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия – филиал 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

2.2.2.1 Мероприятия, необходимые для реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на территории Забайкальского края

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в соответствии с решениями Протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых на территории Забайкальского края

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций железнодорожного направления Кузбасс – Дальний Восток в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>				
1	ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон ориентировочной протяженностью 220 км	Сети	ПАО «Россети»
2	ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 220 км	Сети	ПАО «Россети»

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

Предложения от сетевых организаций Забайкальского края по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

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

Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита.

Электрическая связь между ПС 220 кВ Чита и ПС 220 кВ Маккавеево образована двумя ЛЭП 220 кВ, выполненными на двухцепных опорах на участке транзита от ПС 220 кВ Чита до Читинской ТЭЦ-1 по всей протяженности ЛЭП и на 22 % протяженности ЛЭП на участке транзита 220 кВ от Читинской ТЭЦ-1 до ПС 220 кВ Маккавеево. В этих условиях при отключении двух ЛЭП на участке

транзита 220 кВ от ПС 220 кВ Чита до ПС 220 кВ Маккавеево происходит отделение на изолированную работу Читинского и/или Юго-Восточного энергорайонов энергосистемы Забайкальского края.

Анализ перспективной схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации на период до 2028 года показывает, что с учетом запланированного набора нагрузки на тяговых подстанциях ОАО «РЖД» в рамках реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог, а также освоения месторождений полиметаллических руд в Забайкальском крае в послеаварийном режиме:

- после отключения двух ЛЭП 220 кВ с отделением на изолированную работу Юго-Восточного энергорайона энергосистемы Забайкальского края с учетом полного состава включенного генерирующего оборудования в данном энергорайоне не покрываемый дефицит активной мощности в зимний период может составить до 80 МВт;

- после отключения наиболее крупного блока Харанорской ГРЭС с учетом полного состава включенного генерирующего оборудования в данном энергорайоне дефицит активной мощности в зимний период может составить до 40 МВт.

Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита позволит:

1) При раздельной работе ОЭС Сибири с ОЭС Востока:

- минимизировать риски отделения на изолированную работу Читинского и/или Юго-Восточного энергорайонов энергосистемы Забайкальского края вследствие аварийного отключения ЛЭП 220 кВ на участке Чита – Читинская ТЭЦ-1 – Маккавеево;

- увеличить максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении «Восток», состоящем из ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Новая (ВЛ-201), ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита-1 (ВЛ-202), на величину до 200 МВт и исключить возникновение дефицита активной мощности в Юго-Восточном энергорайоне энергосистемы Забайкальского края в послеаварийном режиме после отключения наиболее крупного блока Харанорской ГРЭС.

2) При параллельной синхронной работе ОЭС Сибири и ОЭС Востока:

- исключить ограничение перетока активной мощности из ОЭС Востока в ОЭС Сибири в объеме до 50 МВт в нормальной схеме электрической сети и до 160 МВт в единичной ремонтной схеме;

- исключить ограничение перетока активной мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока при ремонте наиболее крупного блока Харанорской ГРЭС в объеме до 110 МВт.

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

Срок реализации мероприятия – 2024 год.

Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча, ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала) и энергосистемой Амурской области и Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), включающей Алданский и Нерюнгринский районы (ОЭС Востока), а также с энергосистемами двух зарубежных государств: Республики Казахстан и Республики Монголия.

ОЭС Востока граничит с электроэнергетическими системами ОЭС Сибири: Иркутской области и Забайкальского края, а также с энергосистемой Китая.

Вследствие недостаточной пропускной способности линий электропередачи 220 кВ, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири для обеспечения длительной устойчивой параллельной синхронной работы, ОЭС Востока работает изолированно от остальной части ЕЭС России. Нормальными точками деления сети являются секционные разъединители 220 кВ на ПС 220 кВ Могоча, линейный разъединитель на ПС 220 кВ Куанда и линейные разъединители на ПС 220 кВ Пеледуй.

В зависимости от складывающейся режимно-балансовой и схемно-режимной ситуации осуществляется перенос точек раздела между ОЭС Сибири и ОЭС Востока в пределах нескольких приграничных подстанций.

Начиная с 2019 года последовательно осуществляется реализация мероприятий по объединению изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока. В рамках развития транспортно-инфраструктурных проектов, таких как нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», газопровод «Сила Сибири» построены транзиты 220 кВ, обеспечивающие электроснабжение перекачивающих станций.

В рамках модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали предусмотрено развитие электрических сетей вдоль Северобайкальского участка БАМ и строительство третьей цепи 220 кВ Холбон – Зиово – Могоча.

Вышеуказанное сетевое строительство в совокупности с активным освоением минерально-сырьевой базы в Иркутской области, Республике Бурятия, Амурской области, Забайкальском крае, Республике Саха (Якутия) создают предпосылки для появления технической возможности объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока с минимальными дополнительными затратами.

Для обеспечения объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока в дополнение к уже принятым решениям в рамках плана ускоренной модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали рекомендуется реализация следующих мероприятий:

- строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км;

- строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км.

Кроме того, необходима установка дополнительных устройств противоаварийной автоматики, а также перенастройка действующих устройств РЗА, параметры которых должны уточняться при конкретном проектировании.

После завершения вышеупомянутых мероприятий параллельная синхронная работа ОЭС Сибири и ОЭС Востока будет осуществляться по электрическим связям, входящим во вновь образуемое контролируемое сечение «Восток – Сибирь», в состав которого входят следующие ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11;
- ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11;
- ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1;
- ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча;
- ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар;
- ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча.

В рамках анализа перспективной режимно-балансовой ситуации и на основании расчетов электроэнергетических режимов и статической устойчивости, проведенных в соответствии с требованиями к обеспечению надежности

электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем», утвержденными Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630, определено, что предложенные технические решения совместно с развитием системы противоаварийного управления обеспечат следующие величины обмена мощностью в нормальной схеме по сечению «Восток – Сибирь»:

- 350 МВт из ОЭС Сибири в ОЭС Востока;
- 450 МВт из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

Реализация предложенных мероприятий по объединению на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока позволит:

- сократить общую потребность объединения в генерирующей мощности при дальнейшем развитии энергосистем за счет использования эффекта разницы часовых поясов, а также уменьшить потребность в резервной мощности электростанций из-за увеличения эффективности использования пропускной способности межсистемных связей;

- обеспечить дополнительную передачу электрической энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока в маловодные годы;

- повысить надежность и качество электроснабжения потребителей, прежде всего тяговых транзитов БАМ и Транссибирской магистрали, питание которых в настоящее время осуществляется в консольном режиме вследствие наличия точек раздела;

- обеспечить совместную оптимизацию режимов работы электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Востока в рамках процедур конкурентных отборов выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО), рынка на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР) и распространение всех рыночных механизмов, применяемых в ценовых зонах оптового рынка, на территорию второй неценовой зоны, расположенной на территории Дальнего Востока.

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

Срок реализации мероприятия – 2028 год.

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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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 соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 11 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Забайкальского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – 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 100 МВт							
1	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	547,0	212,0	220	2024	ПС 220 кВ Тарбагатай ПС 220 кВ Бада ПС 220 кВ Хилок ПС 220 кВ Харагун ПС 220 кВ Могзон ПС 220 кВ Сохондо ПС 220 кВ Лесная ПС 220 кВ Чита I ПС 220 кВ Новая ПС 220 кВ Карымская ПС 220 кВ Урульга ПС 220 кВ Размахнино ПС 220 кВ Шилка ПС 220 кВ Приисковая ПС 220 кВ Шапка ПС 220 кВ Чернышевск-Забайкальская ПС 220 кВ Бушулей ПС 220 кВ Зилово ПС 220 кВ Урюм ПС 220 кВ Сбега ПС 220 кВ Ксеньевская ПС 220 кВ Кислый ключ ПС 220 кВ Пеньковская ПС 220 кВ Могоча ПС 220 кВ Семиозерный ПС 220 кВ Амазар ПС 220 кВ Чичатка

№ 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							
2	ГОК на месторождении «Железный Кряж»	АО «Висмут»	0,0	18,2	110	2023	ПС 110 кВ Михайловка
3	Разработка месторождения «Уконинское»	АО «КРДВ»	0,0	15,2	110	2025	ПС 110 кВ Верхняя Давенда ПС 110 кВ Наседкино
4	Угольный разрез «Зашуланский»	ООО «Разрезуголь»	0,0	12,0	110	2023	ПС 110 кВ Малета ПС 110 кВ Красный Чикой

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края на период 2023–2028 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9059	10961	11090	11229	11308	11494
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1902	129	139	79	186
Годовой темп прироста, %	–	21,00	1,18	1,25	0,70	1,64

Потребление электрической энергии по энергосистеме Забайкальского края прогнозируется на уровне 11494 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 4,83 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 1902 млн кВт·ч или 21,00 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 79 млн кВт·ч или 0,70 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 11.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Забайкальского края представлены на рисунке 4.

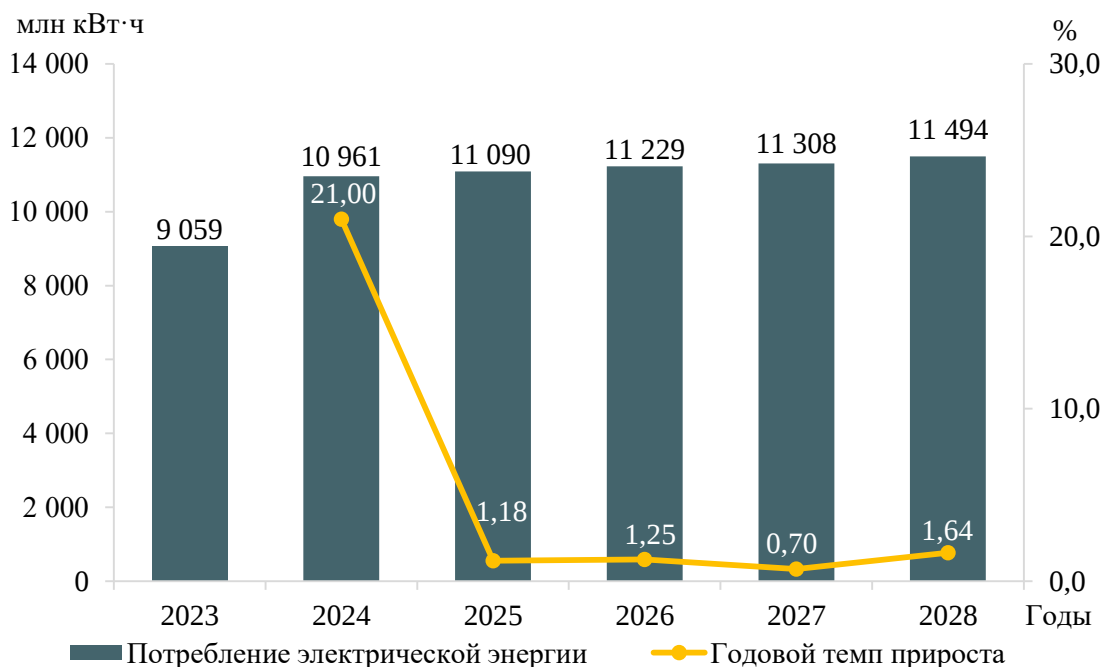


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых и развитием действующих предприятий добывающих производств;
- выходом на проектную мощность горнометаллургической компании ООО «Удоканская медь»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1453	1765	1779	1797	1809	1833
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	312	14	18	12	24
Годовой темп прироста, %	–	21,47	0,79	1,01	0,67	1,33
Число часов использования максимума потребления мощности	6235	6210	6234	6249	6251	6271

Максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края к 2028 году прогнозируется на уровне 1833 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 5,04 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 312 МВт или 21,47 %, что обусловлено реализацией развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»; наименьший – 12 МВт или 0,67 % в 2027 году.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же достаточно плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6271 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

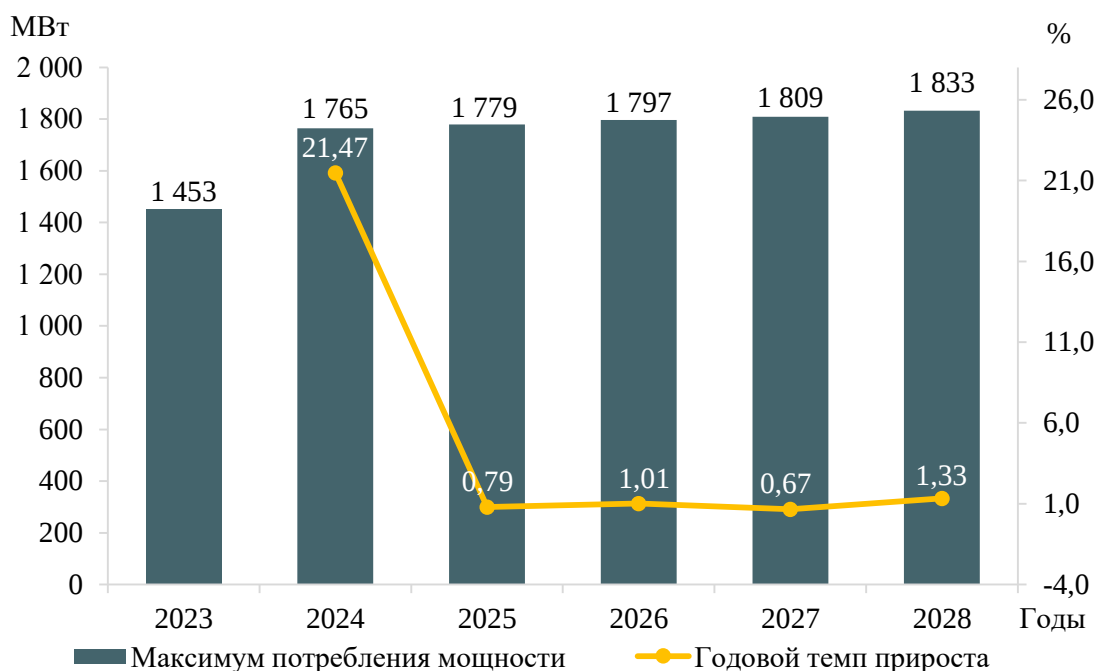


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Забайкальского края в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 316,2 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Забайкальского края в период 2023–2028 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Забайкальского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	–	60,0	120,0	136,2	–	–	316,2
ВИЭ – всего	–	60,0	120,0	136,2	–	–	316,2
СЭС	–	60,0	120,0	136,2	–	–	316,2

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в объеме 316,2 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Забайкальского края в 2028 году составит 2010 МВт. К 2028 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Забайкальского края по сравнению с 2021 годом снизится доля ТЭС с 97 % до 79,3 %, доля СЭС возрастет с 3 % до 20,7 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края в период 2023–2028 годов представлена в таблице 15.

Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Забайкальского края в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	1693,8	1753,8	1873,8	2010,0	2010,0	2010,0
ТЭС	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8
ВИЭ – всего	100,0	160,0	280,0	416,2	416,2	416,2
СЭС	100,0	160,0	280,0	416,2	416,2	416,2

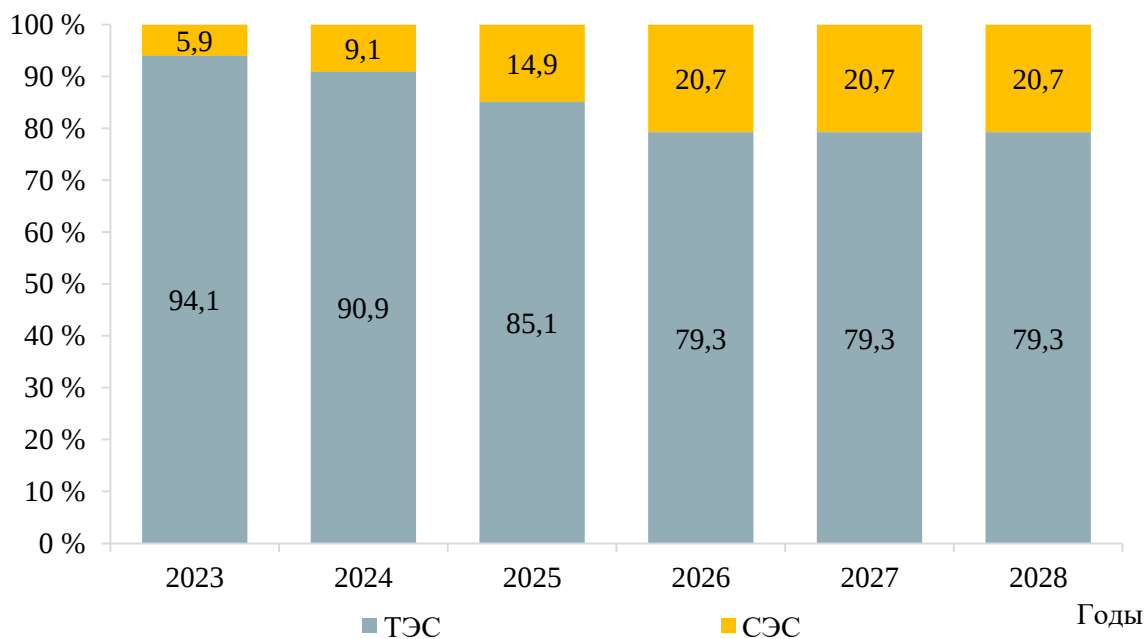


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Забайкальского 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

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

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

В таблице 16 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 Забайкальского края.

Таблица 16 – 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 Забайкальского 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 220 кВ Семиозерный с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	23,364	–
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча (ВЛ-225) и ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка (ВЛ-227) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 0,849 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,849	–	–	–	–	1,698				
3	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 220 км	ПАО «Россети»	220	км	220	–	–	–	–	–	220	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
4	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон ориентировочной протяженностью 220 км	ПАО «Россети»	220	км	220	–	–	–	–	–	220				
5	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Чита – Озёрная ориентировочной протяженностью 240,543 км	ПАО «Россети»	220	км	2×240,543	–	–	–	–	–	481,086	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Озёрное»	ООО «Озёрное»	–	82,0
6	Реконструкция ПС 220 кВ Бушулей с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	29,689	11,18
7	Реконструкция ПС 220 кВ Зилово с установкой второго трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,092	7,85
8	Реконструкция ПС 220 кВ Тарбагатай с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	34,452	3,07
9	Реконструкция ПС 220 кВ Харагун с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	31,96	3,57
10	Строительство ПС 110 кВ Железный Кряж с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Висмут»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Висмут»	АО «Висмут»	–	18,185
11	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Приаргунская ТЭЦ – Михайловка с отпайками (ВЛ-110-25) до ПС 110 кВ Железный Кряж ориентировочной протяженностью 29,69 км	АО «Висмут»	110	км	29,69	–	–	–	–	–	29,69				
12	Строительство ПС 110 кВ Заявителя ООО «РАЗРЕЗУГОЛЬ» с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «РАЗРЕЗ-УГОЛЬ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РАЗРЕЗУГОЛЬ»	ООО «РАЗРЕЗ-УГОЛЬ»	–	12,0
13	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Малета – Красный Чикой (ВЛ-110-59) до ПС 110 кВ Заявителя ООО «РАЗРЕЗУГОЛЬ» ориентировочной протяженностью 93,6 км	ООО «РАЗРЕЗ-УГОЛЬ»	110	км	93,6	–	–	–	–	–	93,6				
14	Строительство новой ПС 110 кВ с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×6,3	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Корпорация развития Забайкальского края»	АО «Корпорация развития Забайкальского края»	–	4,999
15	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Каштак I, II цепь с отпайками до новой ПС 110 кВ ориентировочной протяженностью 3 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×3	–	–	–	–	6				

№ 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
16	Строительство новой ПС 110 кВ с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Забайкальский известковый завод»	АО «Забайкальский известковый завод»	–	4,98
17	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Первая – Мирная на новую ПС 110 кВ ориентировочной протяженностью 2,61 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×2,61	–	–	–	–	5,22				
18	Строительство РУ 110 кВ Борзинской СЭС с установкой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	63	Обеспечение выдачи мощности Борзинской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
19	Строительство отпайки ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Борзя Восточная – Борзя Западная (ВЛ 110-99) протяженностью 7,1 км до РУ 110 кВ Борзинской СЭС	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	7,1	–	–	–	–	7,1				
20	Строительство ПС 110 кВ Пограничная с трансформатором 110 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	63	Обеспечение выдачи мощности Пограничной СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
21	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Забайкальск – Абагайтуй (ВЛ-110-38) до ПС 110 кВ Пограничная ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	0,2	–	–	–	0,2				
22	Строительство ПС 110 кВ Дружная с трансформатором 110 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	63	Обеспечение выдачи мощности Дружной СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
23	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – Забайкальск (ВЛ-110-105) до ПС 110 кВ Дружная ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	0,2	–	–	–	0,2				

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 17.

Таблица 17 – 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 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	118,2	–	–	–	–	118,2	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	239	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	324	324	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

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 проведенного 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 18).

Таблица 18 – 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 Ново-Широкая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 19 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [4].

Таблица 19 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ Луговой СЭС с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	126	Луговая СЭС	ООО «Солар Ритейл»	136,2
2	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Холбон до РУ 110 кВ Луговой СЭС ориентировочной протяженностью 3 км	110	км	–	–	–	2×3	–	–	6			

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 Забайкальского 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 изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 25.11.2022 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) 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»;

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

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 Забайкальского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Забайкальского 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 Забайкальского края оценивается в 2028 году в объеме 11494 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,83 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края к 2028 году увеличится и составит 1833 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,04 %.

Наибольшие годовые темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Забайкальского края прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления объектов ОАО «РЖД».

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6235–6271 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Забайкальского края в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 316,2 МВт на СЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края в 2028 году составит 2010,0 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Забайкальского края в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций и позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Забайкальского края.

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1751,994 км, трансформаторной мощности 522,6 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. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (ред. от 14.03.2022) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

5. 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 Забайкальского края												
Харанорская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Мазут, уголь								
		1	К-215-130-1		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		2	К-215-130-1		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		3	К-225-12,8-3Р		235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	665,0	665,0	665,0	665,0	665,0	665,0	665,0	
Читинская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-14»			Мазут, уголь								
		1	Р-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Читинская ТЭЦ-1	ПАО «ТГК-14»			Мазут, уголь								
		1	ПР-60-90/13/1,2		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	Т-80/104-85		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4	Т-87-90		87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	
		5	Т-87-90		87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	
		6	Р-78,8-8,7/0,23		78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	
Приаргунская ТЭЦ пос. Приаргунск	ПАО «ТГК-14»			Мазут, уголь								
		1	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Шерловогорская ТЭЦ пос. Шерловая Гора	ПАО «ТГК-14»			Мазут, уголь								
		2	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ ППГХО	ПАО «ППГХО»			Уголь								
		1	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	Т-50/60-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	Т-50/60-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		7	Т-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	
Первомайская ТЭЦ	ООО «Первомайская ТЭЦ»			Уголь								
		1	АП-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АТ-6-35/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-6-35/10/1,2		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	
Ингодинская СЭС	ООО «Солнечная генерация»			–								
		–	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	

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)							
Кенонская СЭС	ООО «Солнечная генерация»			–								
		–	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Читинская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»			–								
		1 оч.	ФЭСМ		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2 оч.	ФЭСМ			15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	Ввод в эксплуатацию 06.05.2022
Установленная мощность, всего		–	–		20,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
Черновская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»			–								
		1 оч.	ФЭСМ			15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	Ввод в эксплуатацию 30.05.2022
		2 оч.	ФЭСМ			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию 30.05.2022
Установленная мощность, всего		–	–			35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
Борзинская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			–								
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1860)				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Абагайтуйская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			–								
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1875)					60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)					60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					120,0	120,0	120,0	120,0	
Луговая СЭС	ООО «Солар Ритейл»			–								
		1	ФЭСМ Хандама (код ГТП GVIE2335)						8,7	8,7	8,7	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		2	ФЭСМ Аверина (код ГТП GVIE2341)						25,5	25,5	25,5	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		3	ФЭСМ Шахтерская (код ГТП GVIE2590)						51,0	51,0	51,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		4	ФЭСМ Ивашки (код ГТП GVIE2593)						51,0	51,0	51,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–						136,2	136,2	136,2	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Забайкальского 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	Забайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ново-Широкая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	478,04	478,04
2	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	118,2	–	–	–	–	118,2	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	3140,26	3140,26
3	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	239	239	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	7287,69	7287,69
4	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон ориентировочной протяженностью 220 км	ПАО «Россети»	220	км	220	–	–	–	–	–	220	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НИП-319пр	21114,00	13857,66
5	Забайкальского края	Забайкальский край	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 220 км	ПАО «Россети»	220	км	220	–	–	–	–	–	220		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НИП-319пр		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствую- щих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствую- щих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
6	Забайкаль- ского края	Забайкаль- ский край	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	324	324	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	10338,11	10338,11

Примечания

1 ¹⁾ 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.

2 ²⁾ 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.