

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ЗАБАЙКАЛЬСКОГО КРАЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	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	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	21
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	21
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	24

2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	24
2.4.1	Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия	24
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	31
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	31
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	34
3.3	Прогноз потребления мощности.....	35
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	36
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	39
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	39
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.....	39
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	43
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	45
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	47
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	50
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	51
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	52
7.1	Основные подходы.....	52
7.2	Исходные допущения.....	53

7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	56
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	57
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	59
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	62
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	64
	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.....	67

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГК	–	государственная корпорация
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СЭС	–	солнечная электростанция
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Забайкальского края за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

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

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

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема 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, Южно-Якутского 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

Энергосистема Забайкальского края связана с энергосистемами:

– Республики Бурятия (Филиал АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ):
ВЛ 220 кВ – 7 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» Амурское 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 отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Забайкальского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	590,0
ПАО «ППГХО»	132,0
Более 50 МВт	
ООО «ГРК «Быстринское»	57,0
ООО «Удоканская медь»	87,0
Более 10 МВт	
ООО «Байкалруд» (Нойон-Тологойский рудник)	22,55
АО «Ново-Широкинский рудник»	15,2

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края на 01.01.2024 составила 1693,8 МВт, в том числе: ТЭС – 1593,8 МВт, СЭС – 100,0 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 отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1693,8	–	–	–	–	1693,8
ТЭС	1593,8	–	–	–	–	1593,8
СЭС	100,0	–	–	–	–	100,0

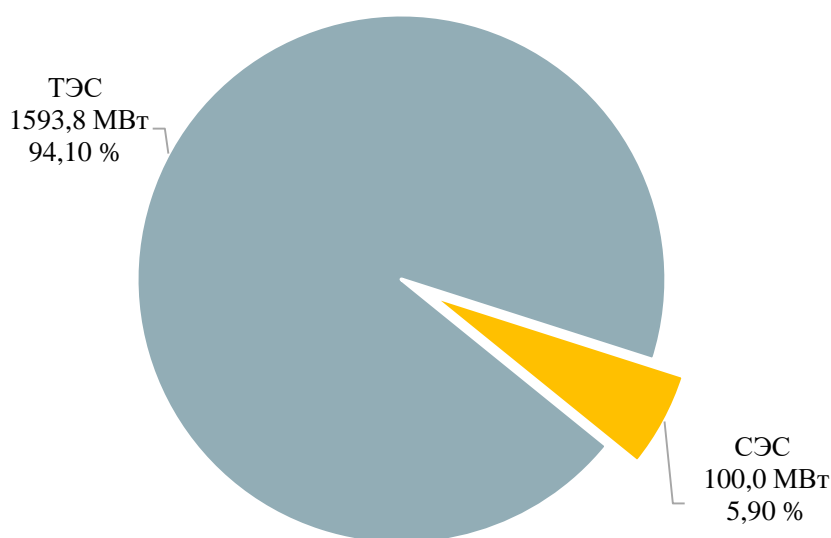


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Забайкальского края в 2023 году составило 7836,1 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 7704,1 млн кВт·ч, СЭС – 132,0 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Забайкальского края за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	7381,7	7260,2	7214,9	7537,9	7836,1
ТЭС	7379,6	7221,8	7176,3	7429,2	7704,1
СЭС	2,1	38,5	38,6	108,7	132,0

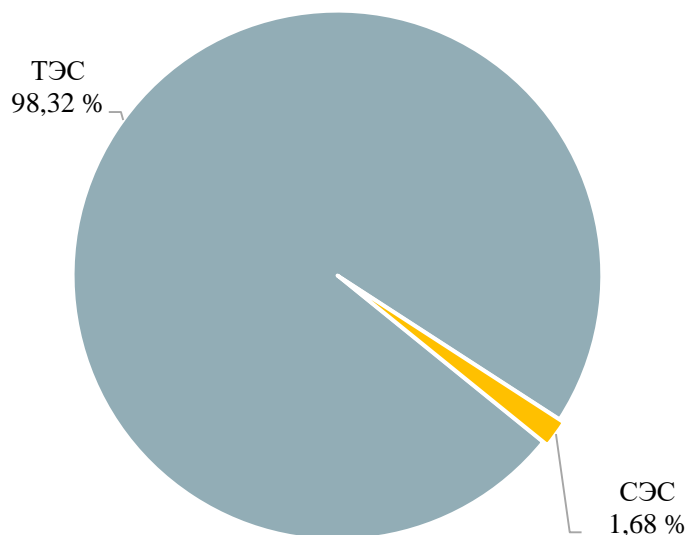


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Забайкальского края в 2023 году

1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Забайкальского края приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Забайкальского края

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8146	8193	8264	8581	8832
Годовой темп прироста, %	2,32	0,58	0,87	3,84	2,93
Максимум потребления мощности, МВт	1266	1290	1299	1356	1465
Годовой темп прироста, %	-2,31	1,90	0,70	4,39	8,04
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6434	6351	6362	6328	6029
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	09.12 05:00	09.01 06:00	24.12 04:00	23.12 04:00	31.12 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-19,2	-24	-31,6	-29	-19,1

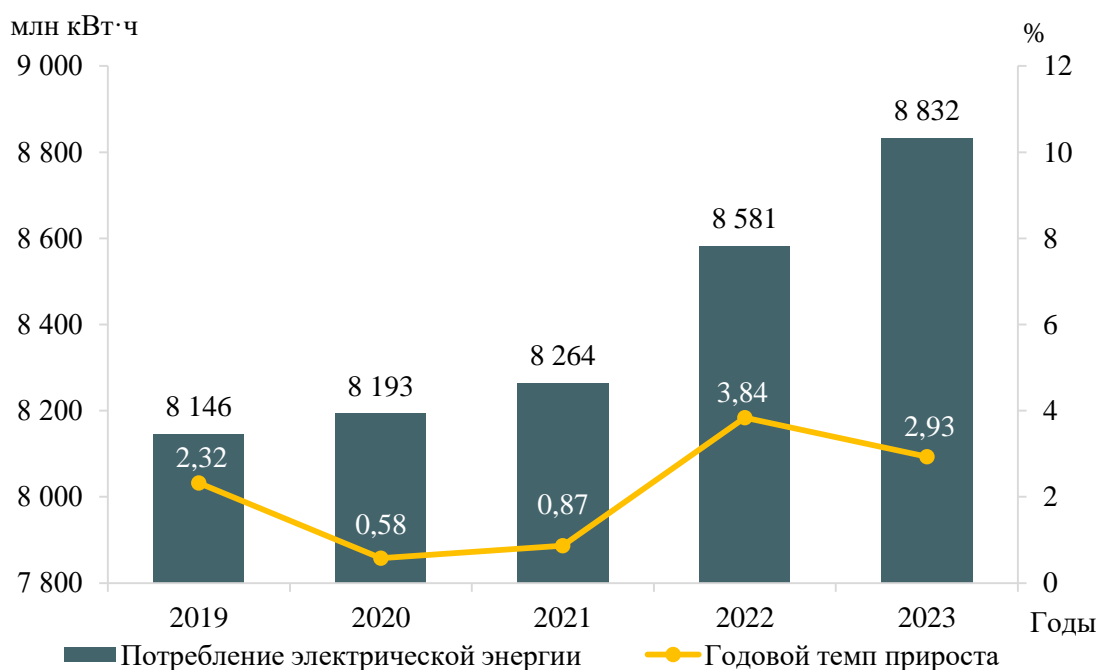


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста

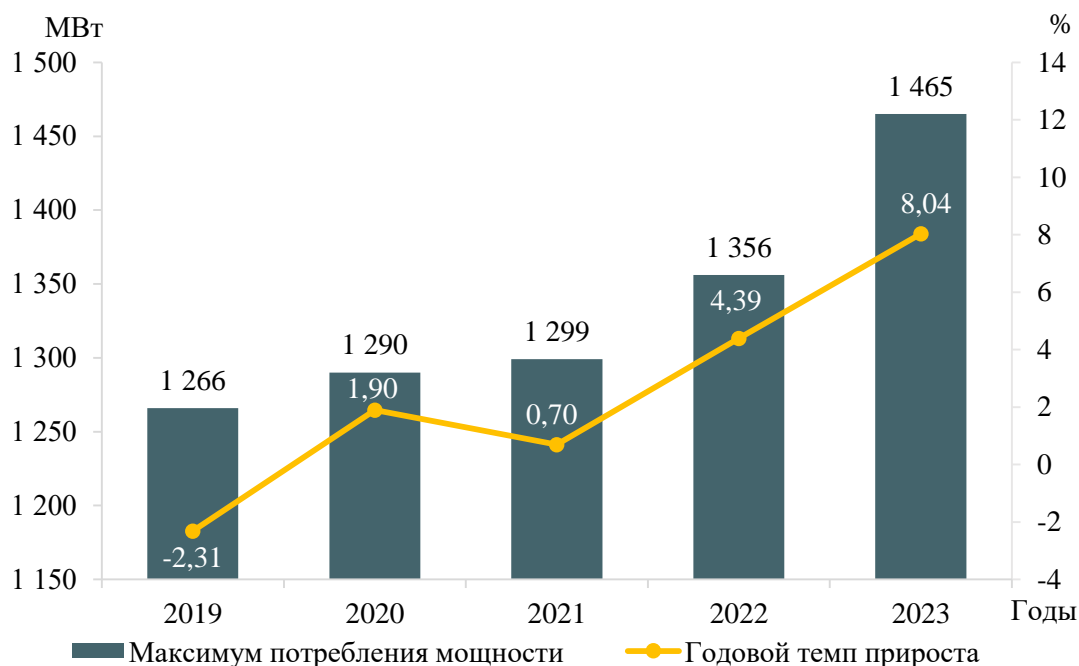


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Забайкальского края увеличилось на 871 млн кВт·ч и составило в 2023 году 8832 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,10 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,84 % в 2022 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,58 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края вырос на 169 МВт и составил 1465 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,48 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 8,04 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 2,31 %, что обусловлено снижением потребления мощности потребителями промышленного комплекса.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края был зафиксирован в 2024 году в размере 1473 МВт.

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-железомедном месторождении;
- запуском оборудования обогатительной фабрики на Удоканском месторождении меди;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Забайкальского края приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Забайкальского края приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Вершина Шахтамы – Акатуй – Кличка с отпайкой на ПС Бугдаинская (ВЛ-110-23) на участке от оп. 163 до оп. 305 протяженностью 21 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2019	21 км
2	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 1 протяженностью 21,08 км	ПАО «Россети»	2019	21,08 км
3	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Верхняя Давенда – Наседкино (ВЛ-110-78) протяженностью 50,26 км	ПАО «Россети Сибирь»	2020	50,26 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Даурия – Даурия тяговая I цепь протяженностью 3,92 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	3,92 км
5	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Даурия – Даурия тяговая II цепь протяженностью 3,7 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	3,7 км
6	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Забайкальск – Забайкальск тяговая I цепь протяженностью 8,38 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	8,38 км
7	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Забайкальск – Забайкальск тяговая II цепь протяженностью 8,38 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	8,38 км
8	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ РП Рудник Арчиной – ПС Рудник Арчиной (ВЛ-110-79) протяженностью 5,35 км	Абонентская	2021	5,35 км
9	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – ЦРП ППГХО на ПС 110 кВ Рудник № 6 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
10	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Черновская I цепь с отпайками до Читинской СЭС протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Сибирь»	2021	0,2 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК № 2 протяженностью 21,7 км	ООО «Удоканская медь»	2021	21,7 км
12	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 1 протяженностью 22,955 км	ООО «Удоканская медь»	2022	22,955 км
13	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 2 протяженностью 22,904 км	ООО «Удоканская медь»	2022	22,904 км
14	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2 протяженностью 127 км	ПАО «Россети»	2022	127 км
15	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Черновская – Ингода с отпайкой на Черновскую СЭС протяженностью 0,694 км	ООО «Грин Энерджи Рус»	2022	0,694 км
16	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кличка – Акатуй – Бугдаинская с заменой провода протяженностью 25,455 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2022	25,455 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Удоканский ГМК с одним 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
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Наседкино с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2020	16 МВА
3	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Удоканский ГМК с установкой одного 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
4	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
5	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
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Рудник № 6 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Абонентская	2021	2×40 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110/10 кВ Рудник Арчиной с одним трансформатором 110 кВ мощностью 16 МВА	Абонентская	2021	16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	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
9	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
10	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Блуждающий с тремя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый, двумя БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая и двумя УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар каждый	ООО «Удоканская медь»	2022	3×100 МВА 2×52 Мвар 2×50 Мвар
11	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Бада с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
12	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Новая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
13	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Чита-1 с заменой трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

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

На территории Забайкальского края отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (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		
		Энергосистема Забайкальского края	Энергосистема Забайкальского края без энергорайона БАМ	Энергорайон БАМ энергосистемы Забайкальского края
2019	18.12.2019	-15,2	-17,7	-32,6
	19.06.2019	22,3	22,5	20,0
2020	16.12.2020	-21,5	-22,1	-37,4
	17.06.2020	18,2	18,4	13,2
2021	15.12.2021	-24,0	-24,0	-38,2
	16.06.2021	9,7	10,3	12,6
2022	21.12.2022	-27,3	-28,4	-37,7
	15.06.2022	19,9	19,3	14,9
2023	20.12.2023	-29,7	-29,7	-36,7
	21.06.2023	18,7	18,7	15,9

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 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 нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Третья	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	6,45	7,86	7,65	9,07	11,46	2,89	3,55	4,37	4,44	3,73	0
			T-2	115/38,5/6,6	16	6,83	6,66	8,88	9,84	11,87	4,43	3,82	6,60	5,96	4,98	
2	ПС 110 кВ Ново-Широкая	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	10	5,50	5,77	5,16	6,77	6,73	5,11	4,46	4,96	3,37	5,51	0
			T-2	115/38,5/6,6	10	8,44	8,30	8,33	8,68	8,48	6,58	7,08	6,22	8,17	6,66	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Третья	T-1	ТДТН-16000/110	1982	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1982	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Ново-Широкая	T-1	ТДТН-10000/110	1974	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110	1973	81	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 ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Третья	2023 / зима	23,33	ПС 110 кВ Третья	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	11,12	0	–	1,11	24,57	24,57	24,57	24,57	24,57	24,57
2	ПС 110 кВ Ново-Широкая	2022 / зима	15,45	ПС 35 кВ Газ-Завод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,53	0	–	0,05	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51

ПС 110 кВ Третья.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 23,33 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 21,52 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,12 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,33 + 1,24 + 0 - 0 = 24,57 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Третья, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 27,96 % (без ТП превышение до 21,52 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Третья ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Третья расчетный объем ГАО составит 5,37 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,57 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ново-Широкая.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 15,45 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 28,73 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,06 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,45 + 0,06 + 0 - 0 = 15,51 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ново-Широкая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 29,22 % (без ТП превышение до 28,73 %).

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 3,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,51 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Забайкальского края по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

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

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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 2030 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(й), – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Мероприятия, необходимые для обеспечения возможности синхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала), энергосистемой Амурской области и Южно-Якутским районом электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), включающим 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 Китайской Народной Республики.

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: в 2024 году введена в эксплуатацию третья цепь 220 кВ Холбон – Зилово – 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 Новоленская ТЭС – Городская № 1;

– ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС – Городская № 2;

– ВЛ 220 кВ Чара – Золотинка;

– ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2;

– ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча;

– ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар;

– ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча.

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

– 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, рынка на сутки вперед и балансирующего рынка 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(й), – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

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

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

2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

2.4.1 Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия

Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия включают в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Иркутской области, включающая Аларский, Балаганский, Баяндаевский, Боханский, Жигаловский, Заларинский, Зиминский, Иркутский, Качугский, Куйтунский, Нижнеудинский, Нукутский, Ольхонский, Осинский, Слюдянский, Тулунский, Усольский, Усть-Удинский, Черемховский, Шелеховский и Эхирит-Булагатский муниципальные районы, Ангарский городской округ, г. Ангарск, г. Зима, г. Иркутск, г. Нижнеудинск, г. Саянск, г. Свирск, г. Тулун, г. Усолье-Сибирское, г. Черемхово, г. Шелехов;

– территория Республики Бурятия, включающая Баргузинский, Баунтовский эвенкийский, Бичурский, Джидинский, Еравнинский, Заиграевский, Закаменский, Иволгинский, Кабанский, Кижингинский, Курумканский, Кяхтинский, Мухоршибирский, Окинский, Прибайкальский, Селенгинский, Тарбагатайский, Тункинский и Хоринский муниципальные районы и г. Улан-Удэ;

– территория Забайкальского края, включающая Агинский, Балейский, Борзинский, Дульдургинский, Забайкальский, Карымский, Краснокаменский, Красночикоийский, Кыринский, Могойтуйский, Нерчинский, Оловянинский, Петровск-Забайкальский, Сретенский, Улётовский, Хилокский, Чернышевский, Читинский, Шелопугинский и Шилкинский муниципальные районы, Акшинский, Александрово-Заводский, Газимуро-Заводский, Калганский, Могочинский, Нерчинско-Заводский, Ононский и Приаргунский муниципальные округа, г. Краснокаменск, г. Чита, п. Агинское, г. Петровск-Забайкальский, закрытое административно-территориальное образование п. Горный.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах энергосистемы

Иркутской области, а также южной части Республики Бурятия и Забайкальского края (далее – юго-восточная часть ОЭС Сибири) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Братск – Иркутск», включающим в себя ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2, а также с учетом пропускной способности ВЛ 220 кВ Тулун – Покосное, ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 11. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск».

Таблица 11 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	8607	9037	9426	9528	10071	10111
в том числе потребление центров обработки данных (по укрупненной оценке)	850	850	850	850	850	850
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	430	452	471	476	504	506
Потребность в мощности	9382	9834	10242	10349	10920	10962
в том числе экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Располагаемая мощность электростанций	6274	6274	6274	6274	7579	7579 ¹⁾
Аварийность максимальная	1358	1358	1358	1358	1358	1358
Аварийность среднестатистическая	1021	1021	1021	1021	1021	1021
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной ²⁾	4916	4916	4916	4916	6221	6221 ¹⁾
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в нормальной схеме	2197	2197	2197	2197	2197	2197
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в единичной ремонтной схеме	1792	1792	1792	1792	1792	1792
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-2205	-2657	-3065	-3172	-2438	-2480
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-2610	-3062	-3470	-3577	-2843	-2885
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-2273	-2725	-3133	-3240	-2506	-2548
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-822	-1252	-1641	-1743	-981	-1021

Примечания

1 ¹⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в

том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Иркутская ТЭЦ-11 (690 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

2²⁾ Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона, с учетом планов собственников указанного генерирующего оборудования по его реконструкции или модернизации. При этом максимальная величина аварийности снижалась в рассматриваемых энергорайонах при условии завершения плановой модернизации или замены генерирующего оборудования, которое находилось в аварийном ремонте в период прохождения максимума нагрузок в ретроспективном периоде.

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 2480 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 2885 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» составит 1021 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 12. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия».

Таблица 12 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	2736	2962	3180	3213	3660	3714
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	137	148	159	161	183	186
Потребность в мощности	3218	3455	3684	3719	4188	4245
в том числе экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Располагаемая мощность электростанций	2887	2887	2887	2887	3502	3502 ¹⁾
Аварийность максимальная	1078	1078	1078	1078	1078	1078
Аварийность среднестатистическая	850	850	850	850	850	850
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1809	1809	1809	1809	2424	2424 ¹⁾
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в нормальной схеме	650	650	650	650	650	650

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в единичной ремонтной схеме	295	295	295	295	295	295
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-695	-932	-1161	-1196	-1050	-1107
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1050	-1287	-1516	-1551	-1405	-1462
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-822	-1059	-1288	-1323	-1177	-1234
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	165	-61	-279	-312	-144	-198

Примечание – ¹⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия составит 1107 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 1462 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» составит 198 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 13. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита».

Таблица 13 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	1453	1628	1788	1813	1931	1936
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	73	81	89	91	97	97
Потребность в мощности	1526	1709	1877	1904	2028	2033
Располагаемая мощность электростанций	1468	1468	1468	1468	1928	1928 ¹⁾
Аварийность максимальная	385	385	385	385	385	385
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1083	1083	1083	1083	1543	1543 ¹⁾
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в нормальной схеме	342	342	342	342	342	342

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в единичной ремонтной схеме	210	210	210	210	210	210
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-37	-220	-388	-415	-79	-84
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-169	-352	-520	-547	-211	-216
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	216	33	-135	-162	174	169

Примечание – ¹⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Харанорская ГРЭС (460 МВт).

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южной части энергосистемы Забайкальского края составит 84 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 216 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, дефицит мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году отсутствует.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» с учетом:

- планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

- существующей динамики развития рассматриваемого региона, роста валового регионального продукта и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;

- величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности, определенной в том числе по результатам многокритериальной оценки новых инвестиционных проектов;

- величины прогнозируемого дефицита электрической энергии в ОЭС Сибири и ее восточной части в средневодный и маловодный годы;

- необходимости повышения уровня балансовой надежности;

- необходимости покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск»,

для покрытия прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» в объеме 2885 МВт целесообразно рассматривать комбинированный вариант развития со строительством дополнительных объектов генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» совместно с использованием мощности существующих и

вновь сооружаемых генерирующих объектов в других частях ЕЭС России с передачей в дефицитный энергорайон за КС «Братск – Иркутск» путем сооружения ЛЭП с использованием технологии постоянного тока, как наиболее эффективной для передачи значительных объемов мощности на большие расстояния.

Для обеспечения покрытия части прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» предлагается строительство двухполюсной передачи постоянного тока (далее – ППТ) из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в юго-восточную часть ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования. Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации.

Реализация ППТ позволит обеспечить экономию затрат на сооружение альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ, возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью использования пропускной способности электрической сети, возможность масштабировать реализованный проект с увеличением его пропускной способности.

При этом для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» объем генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен составлять не менее 1462 МВт установленной мощности объектов генерации, обеспечивающих техническую возможность выработки электрической энергии с числом часов использования установленной мощности не менее 6500 часов в году без наличия сезонных ограничений (далее – Гарантированная генерация) в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия, в том числе не менее 216 МВт – в южной части энергосистемы Забайкальского края.

При этом с учетом статистически подтвержденного аварийного снижения генерирующей мощности, определяемого на основании функции распределения вероятного объема снижения мощности генерирующего оборудования, формируемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172, с применением метода математического моделирования случайных величин на основе характеристик, сформированных на основании статистических данных об определенных в соответствии с указанными правилами объемах неплановых снижений мощности генерирующего оборудования электростанций, расположенных в рассматриваемом энергорайоне, для нормативного значения, соответствующего одному событию в рабочие дни 10 последних сезонных периодов года (далее – среднестатистическая аварийность) в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск», величиной 1021 МВт, дефицит мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» может быть снижен до величины 2548 МВт.

С учетом среднестатистической аварийности генерирующего оборудования в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия величиной 850 МВт дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия может быть снижен до величины 1234 МВт, в том числе не менее 216 МВт в южной части энергосистемы Забайкальского края. При этом

требуется создание механизма, направленного на выполнение собственниками объектов по производству электрической энергии необходимых мероприятий по приведению состояния оборудования в нормальное техническое состояние, обеспечивающее не превышение среднестатистической аварийности.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 14 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Забайкальского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 14 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Забайкальского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	547,0	212,0	220	2026	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 Приисковская 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 50 МВт							
2	Удоканский горно-металлургический комбинат	ООО «Удоканская медь»	142,95	53,05	220	2024 2025	ПС 220 кВ Чара
Более 10 МВт							
3	Култуминский ГОК	ООО «Култуминское»	0,0	49,0	220	2025	ПС 220 кВ Быстринская
4	ГОК на месторождении «Железный Кряж»	АО «Висмут»	1,1	17,1	110	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 110 кВ Михайловка
5	Угольный разрез «Зашуланский»	ООО «Разрезуголь»	1,0	11,0	110	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская
Инвестиционные проекты по информации от исполнительных органов субъектов РФ							
6	Култуминский ГОК	ООО «Култуминское»	0,0	20,8	110	2029	ПС 220 кВ Быстринская
7	ООО «ТК «Ясногорский»	ООО «ТК «Ясногорский»	0,0	20,7	110	2029	Харанорская ГРЭС ПС 110 кВ Турга
8	Освоение Лугиинского золоторудного месторождения	ООО ГК «Лугиинское»	0,0	11,3	Не определено	2029	Не определен

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края на период 2025–2030 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9534	9804	11049	12049	12309	12374	12634
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	270	1245	1000	260	65	260
Годовой темп прироста, %	–	2,83	12,70	9,05	2,16	0,53	2,10

Потребление электрической энергии по энергосистеме Забайкальского края прогнозируется на уровне 12634 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 5,25 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 1245 млн кВт·ч или 12,70 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 65 млн кВт·ч или 0,53 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста

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 горно-металлургического предприятия ООО «Удоканская медь»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1490	1583	1762	1903	1930	1989	1994
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	93	179	141	27	59	5
Годовой темп прироста, %	–	6,24	11,31	8,00	1,42	3,06	0,25
Число часов использования максимума потребления мощности ч/год	6399	6193	6271	6332	6378	6221	6336

Максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края к 2030 году прогнозируется на уровне 1994 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 4,50 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 179 МВт или 11,31 %, в связи с увеличением потребления ООО «Удоканская медь», а также вводом новых промышленных объектов; наименьший прирост в размере 5 МВт или 0,25 % прогнозируется в 2030 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы Забайкальского края в прогнозный период останется таким же достаточно разуплотненным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6336 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Забайкальского края в 2024 году ожидаются в объеме 60 МВт, в период 2025–2030 годов – 1458,7 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Забайкальского края в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Забайкальского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	60,0	336,8	271,0	170,6	220,3	460	–	1458,7
ТЭС	–	–	–	–	–	460	–	460
СЭС	60,0	336,8	271,0	170,6	220,3	–	–	998,7

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в 2024 году в объеме 60 МВт, в период 2025–2030 годов в объеме 998,7 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края в 2030 году составит 3212,5 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Забайкальского края по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 94,10 % в 2023 году до 63,93 % в 2030 году, доля СЭС возрастет с 5,90 % до 36,07 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края представлена в таблице 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края представлена на рисунке 7.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1753,8	2090,6	2361,6	2532,2	2752,5	3212,5	3212,5
ТЭС	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	2053,8	2053,8
СЭС	160,0	496,8	767,8	938,4	1158,7	1158,7	1158,7

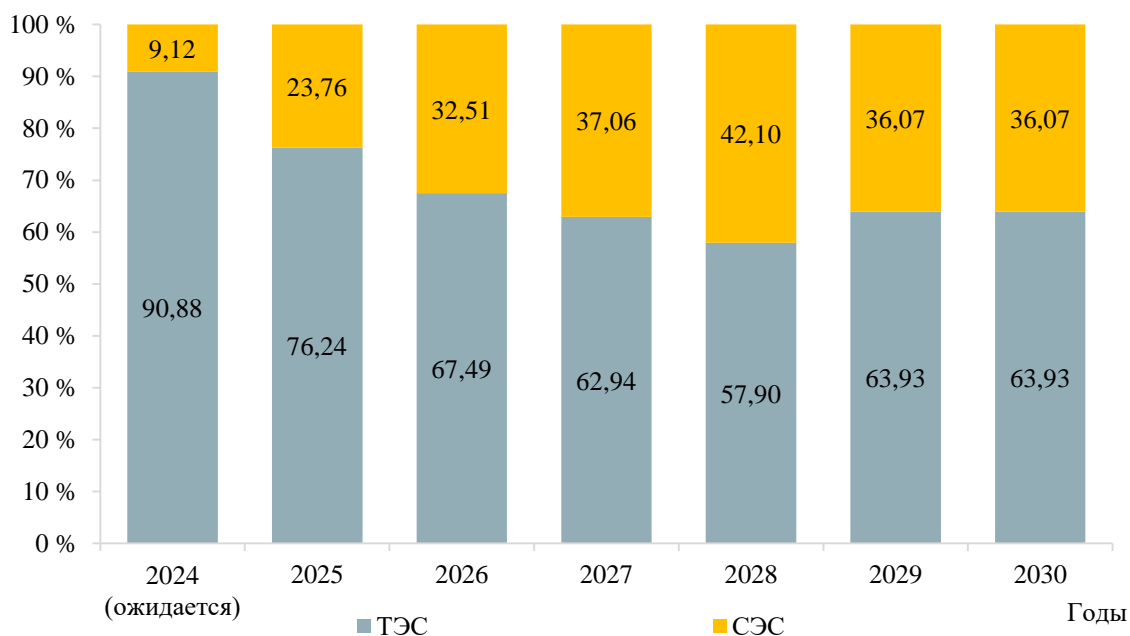


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО 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 19 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 19 – 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	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ПС 220 кВ Медная с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, установкой двух БСК 220 кВ мощностью 100 Мвар каждая и двух УШР 220 кВ мощностью 130 Мвар каждый	ООО «Удоканская медь»	220	МВА	–	–	–	–	2×250	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»	ООО «Удоканская медь»	–	214
			220	Мвар	–	–	–	–	2×100	–	–	200				
			220	Мвар	–	–	–	–	2×130	–	–	260				
2	Строительство ВЛ 220 кВ Чара – Медная ориентировочной протяженностью 20 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	20	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»	ООО «Удоканская медь»	–	214
3	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Медная ориентировочной протяженностью 258 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	258	–	–	258				
4	Строительство ПС 220 кВ Семиозерный с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80				
5	Строительство захода ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча (ВЛ-225) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 1,561 км	ПАО «Россети»	220	км	–	1,561	–	–	–	–	–	1,561				
6	Строительство захода ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка (ВЛ-227) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 1,566 км	ПАО «Россети»	220	км	–	1,566	–	–	–	–	–	1,566				
7	Строительство ПС 220 кВ Култуминская с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Култуминское»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Култуминское»	ООО «Култуминское»	–	49
8	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Быстринская – ПС 220 кВ Култуминская	ПАО «Россети»	220	км	–	х	–	–	–	–	–	х				
9	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 потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	29,689	11,18
10	Реконструкция ПС 220 кВ Зигово с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,092	7,85
11	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 потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	34,452	3,07
12	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 потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	31,96	3,57

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
13	Строительство ПС 110 кВ Железный Кряж с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Висмут»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Висмут»	АО «Висмут»	–	18,185
14	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				
15	Строительство ПС 110 кВ Заявителя ООО «РАЗРЕЗУГОЛЬ» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «РАЗРЕЗ УГОЛЬ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РАЗРЕЗУГОЛЬ»	ООО «РАЗРЕЗ-УГОЛЬ»	–	12
16	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Малета – Красный Чикой (ВЛ-110-59) до ПС 110 кВ Заявителя ООО «РАЗРЕЗУГОЛЬ» ориентировочной протяженностью 85,584 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	85,584	–	–	–	–	–	–	85,584				
17	Строительство ПС 110 кВ Промпарк с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×6,3	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Забайкальского края»	АО «Корпорация развития Забайкальского края»	–	4,999
18	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Каштак I, II цепь с отпайками (ВЛ-110-07, ВЛ-110-08) до ПС 110 кВ Промпарк ориентировочной протяженностью 3 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×3	–	–	–	–	–	6				
19	Строительство ПС 110 кВ Заводская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Забайкальский известковый завод», ООО «Забайкальский цементный завод»	ООО «Забайкальский известковый завод»	–	4,98
20	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Первая – Мирная на ПС 110 кВ Заводская ориентировочной протяженностью 2,61 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×2,61	–	–	–	–	–	5,22		ООО «Забайкальский цементный завод»	–	4,98
21	Строительство РУ 110 кВ Борзинской СЭС с одним трансформатором 110/10/10 кВ мощностью 62,9 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	1×62,9	–	–	–	–	–	–	62,9	Обеспечение выдачи мощности Борзинской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
22	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Борзя Восточная – Борзя Западная (ВЛ 110-99) до РУ 110 кВ Борзинской СЭС ориентировочной протяженностью 5,481 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	5,481	–	–	–	–	–	–	5,481				
23	Строительство ПС 110 кВ Пограничная с одним трансформатором 110 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение выдачи мощности Пограничной СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
24	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Забайкальск – Абагайтуй (ВЛ-110-38) до ПС 110 кВ Пограничная ориентировочной протяженностью 0,09847 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	0,09847	–	–	–	–	–	0,09847				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
25	Строительство ПС 110 кВ Дружная с одним трансформатором 110 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение выдачи мощности Дружной СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
26	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – Забайкальск (ВЛ-110-105) до ПС 110 кВ Дружная ориентировочной протяженностью 0,1577 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	0,1577	–	–	–	–	–	0,1577					
27	Строительство РУ 110 кВ Луговой СЭС с четырьмя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Солар Ритейл»	110	МВА	–	4×63	–	–	–	–	–	–	252	Обеспечение выдачи мощности Луговой СЭС	ООО «Солар Ритейл»	–	136
28	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Холбон до РУ 110 кВ Луговой СЭС ориентировочной протяженностью 3 км	ООО «Солар Ритейл»	110	км	–	2×3	–	–	–	–	–	–	6				
29	Строительство РУ 220 кВ Ононской СЭС с одним трансформатором 220 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	220	МВА	–	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение выдачи мощности Ононской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	127,77
30	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Шерловгорская на Ононскую СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети»	220	км	–	0,1	–	–	–	–	–	–	0,1				
31	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ПАО «Россети»	220	км	118,2	–	–	–	–	–	–	–	118,2	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение выдачи мощности Ононской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	127,77
32	Реконструкция ПС 110 кВ Верхняя Давенда с заменой трансформатора 110//35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Желтугинская горнорудная компания»	ООО «Желтугинская горнорудная компания»	–	3,500

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
		ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	–	1420	1420	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	ПАО «Россети»	220	км	118,2	–	–	–	–	–	–	–	118,2	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение выдачи мощности Ононской СЭС
5	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	239	–	–	–	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
6	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 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ 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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ 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 мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

4.5 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 22 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 [3], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [4], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 22 – 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	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030			
1	Строительство РУ 220 кВ Петровск-Забайкальской СЭС-1 и СЭС-2 с тремя трансформаторами 220 кВ мощностью 100 МВА каждый	220	МВА	–	–	3×100	–	–	–	–	300	Петровск-Забайкальская СЭС-1	ООО «Юнигрин Пауэр»	150
												Петровск-Забайкальская СЭС-2	ООО «Юнигрин Пауэр»	134
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур на Петровск-Забайкальскую СЭС-1 и СЭС-2 ориентировочной протяженностью 1,5 км каждый	220	км	–	–	2×1,5	–	–	–	–	3,0	Петровск-Забайкальская СЭС-1	ООО «Юнигрин Пауэр»	150
												Петровск-Забайкальская СЭС-2	ООО «Юнигрин Пауэр»	134
3	Строительство РУ 110 кВ СЭС Майдари с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	110	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	СЭС Майдари	ООО «Солар Ритейл»	196,92
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Орловский ГОК – Булак (ВЛ-110-91) на СЭС Майдари ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт	
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024– 2030				
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Орловский ГОК – Степь (ВЛ-110-61) на СЭС Майдари ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	СЭС Майдари	ООО «Солар Ритейл»	196,92

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) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [5]);

5) объектов-аналогов.

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 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 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 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Забайкальского края по годам представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Забайкальского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	5427	1296	1275	6227	8193	6108	1683	30207

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [6];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Забайкальского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [7] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Забайкальского края осуществляют свою деятельность 3 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 90 % в суммарной НВВ сетевых организаций Забайкальского края).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Забайкальского края на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [8];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [9].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

¹ Приказ Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края от 27.12.2019 № 660-НПА (в редакции от 18.11.2022).

амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

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

Таблица 24 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края от 19.12.2023 № 571-НПА «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

электрической энергии по сетям на территории Забайкальского края» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Забайкальского края, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Забайкальского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы, при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 25.

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на уголь	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-3,1 %	8,0 %	6,9 %	1,1 %	0,5 %	1,7 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта

инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Забайкальского края представлены в таблице 26.

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	223	523	412	26	26	26
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	8	353	354	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	292	605	2158	101	101	101

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Забайкальского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 27 и на рисунке 8.

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

Таблица 27 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Забайкальского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	7,6	8,9	10,1	10,5	11,0	11,6
НВВ	млрд руб.	8,4	9,3	9,6	9,8	9,6	9,4
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,8	0,4	-0,5	-0,7	-1,3	-2,1
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,28	1,40	1,47	1,53	1,58	1,64
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,42	1,46	1,40	1,43	1,39	1,34
Среднегодовой темп роста	%	–	103	96	102	97	96
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,13	0,06	-0,07	-0,10	-0,19	-0,30

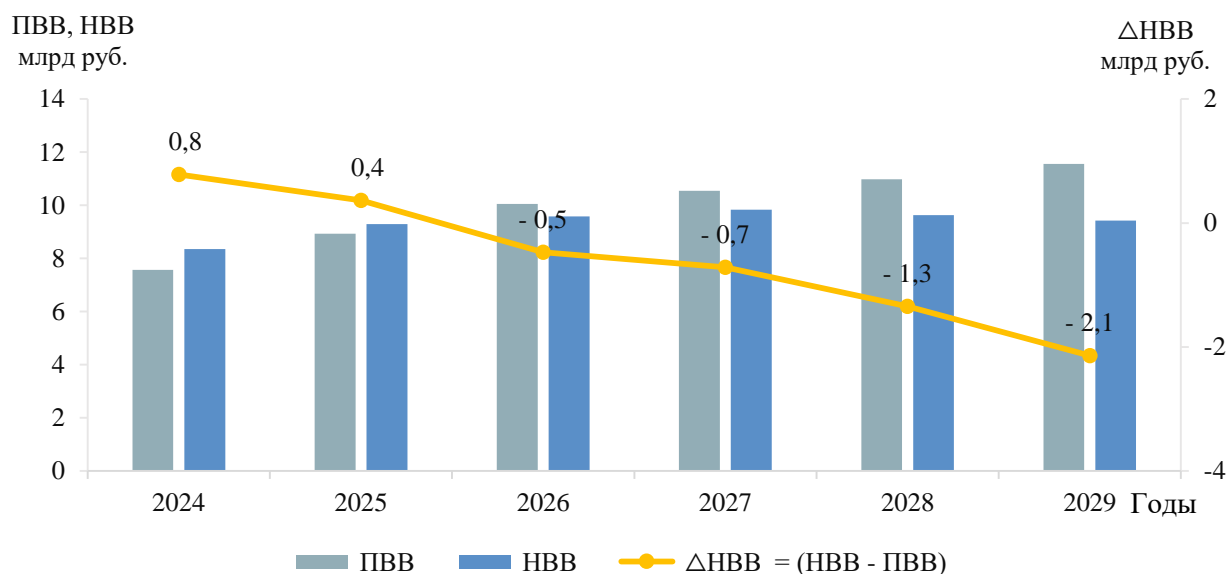


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Забайкальского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 27, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Забайкальского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Забайкальского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в сценарии 1 и выявлена недостаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 1,0–7,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

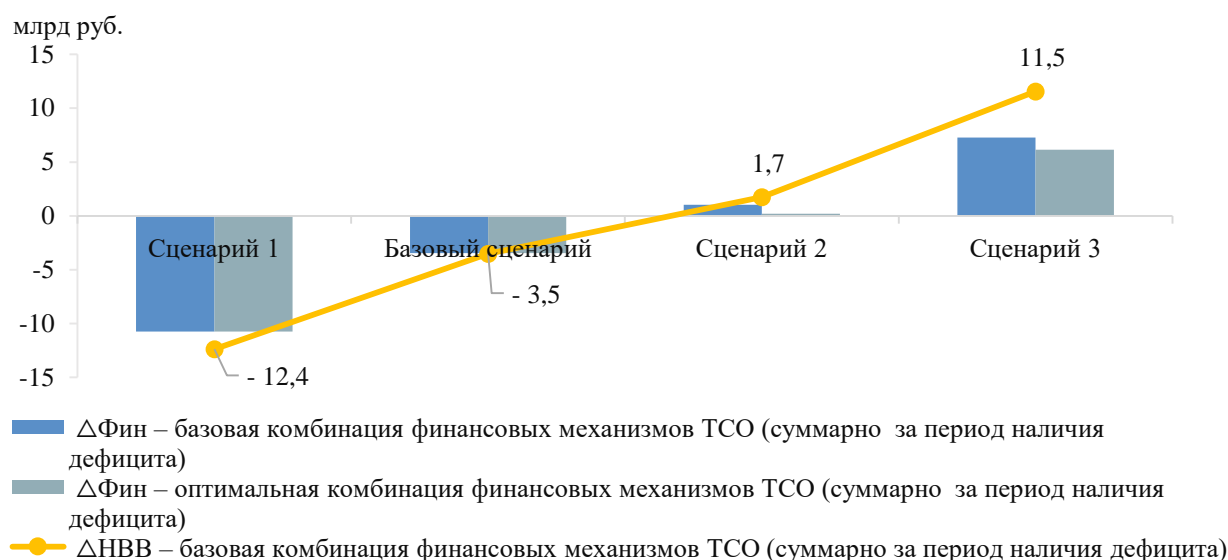


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 28.

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

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	36 %	30 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	36 %	70 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 28). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

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, 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 2030 году в объеме 12634 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,25 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Забайкальского края к 2030 году увеличится и составит 1994 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,50 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Забайкальского края в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6193–6378 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Забайкальского края в 2024 году ожидаются в объеме 60 МВт на СЭС, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 1458,7 МВт, в том числе ТЭС – 460 МВт, СЭС – 998,7 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Забайкальского края в 2030 году составит 3212,5 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 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 801,97 км, трансформаторной мощности 2082,50 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

3. 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 «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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 29.11.2024).

4. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «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», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/ (дата обращения: 29.11.2024).

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 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

6. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.11.2024).

8. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.11.2024).

9. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	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	215,0		
		2	К-215-130-1		215,0	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	235,0		
		4	ПСУ									230,0	230,0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
		5	ПСУ								230,0	230,0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	665,0	665,0	665,0	665,0	665,0	665,0	1125,0	1125,0		
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	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	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	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	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	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	80,0	80,0	
		4	Т-87-90		87,0	87,0	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	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	78,8	78,8		
Установленная мощность, всего		–	–	–	452,8	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	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-35/10М	12,0	12,0	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	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	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	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	60,0	60,0	
		2	Т-50/60-130		50,0	50,0	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	50,0	50,0	
		5	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	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	80,0	80,0	
		7	Т-110/120-130		110,0	110,0	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	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	6,0	6,0	
		2	АТ-6-35/1,2		6,0	6,0	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	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	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	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
Кенонская СЭС	ООО «Солнечная генерация»	–	ФЭСМ	–	15,0	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	15,0	
Читинская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»	1 очередь	ФЭСМ	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
Черновская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»	1 очередь	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2 очередь	ФЭСМ		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		35,0	35,0	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	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–			60,0	60,0	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	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)				60,0	60,0	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	120,0	120,0	
Луговая СЭС	ООО «Солар Ритейл»	1	ФЭСМ Хандама (код ГТП GVIE2335)	–				8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		2	ФЭСМ Аверина (код ГТП GVIE2341)					25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		3	ФЭСМ Шахтерская (код ГТП GVIE2590)					51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		4	ФЭСМ Ивашки (код ГТП GVIE2593)					51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–					136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	
Ононская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2878)	–			50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2879)				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2877)				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–				150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
ГТП GVIE2880	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2880)	–				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2889	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2889)	–					50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–						50,0	50,0	50,0	50,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
ГТП GVIE2888	ООО «Юнигрин Пауэр»			-										
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2888)							50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		-	-							50,0	50,0	50,0	50,0	
ГТП GVIE2900	ООО «Юнигрин Пауэр»			-										
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2900)								67,0	67,0	67,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-								67,0	67,0	67,0	
ГТП GVIE2901	ООО «Юнигрин Пауэр»			-										
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2901)								67,0	67,0	67,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-								67,0	67,0	67,0	
Полевая СЭС	ООО «Солар Ритейл»			-										
		-	ФЭСМ Нерча (код ГТП GVIE2818)					36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		-	ФЭСМ Даурия (код ГТП GVIE2822)					30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		-	ФЭСМ Куэнга (код ГТП GVIE2823)						25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		-	ФЭСМ Кудинца (код ГТП GVIE2838)						20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		-	-					66,8	111,8	111,8	111,8	111,8	111,8	
Майдари СЭС	ООО «Солар Ритейл»			-										
		-	ФЭСМ Туяна (код ГТП GVIE2827)						40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		-	ФЭСМ Майдари (код ГТП GVIE2817)							20,6	20,6	20,6	20,6	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
		-	ФЭСМ Сарана (код ГТП GVIE2824)							50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
		-	ФЭСМ Падма (код ГТП GVIE2825)								30,0	30,0	30,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		-	ФЭСМ Нордан (код ГТП GVIE2819)								40,0	40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		-	ФЭСМ Солонго (код ГТП GVIE2809)								16,3	16,3	16,3	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-					40,0	110,6	196,9	196,9	196,9		

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

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⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	38615,86	38615,86
2	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1630,93	1630,93
					220	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х		–	1678,33
3	Иркутской области, Красноярского края и Республики Тыва, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Красноярский край, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	1420	1420	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	187655,85	187655,85

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
4	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	8501,59	5884,49
5	Забайкальского края, Амурской области (ОЭС Востока)	Забайкальский край, Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	324	–	–	324	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	26747,78	26727,25
6	Забайкальского края, Республики Бурятия	Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	239	–	–	239	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	19812,41	19803,63
7	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	430,34	430,34

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
8	Забайкальского края	Забайкальский край	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 мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	428,94	428,94

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, 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 такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.