

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ

## 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 .....	12
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 .....	30
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	30
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	30
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	30
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 .....	32

2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	32
2.4.1	Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия .....	32
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	39
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	39
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	42
3.3	Прогноз потребления мощности.....	43
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	44
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	47
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	47
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Бурятия .....	47
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	51
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 .....	53
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	55
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	56
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	57
7.1	Основные подходы.....	57
7.2	Исходные допущения.....	58
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	61
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	62
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	64
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	66

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	67
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации .....	69
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.....	71

## 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)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
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
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
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
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

Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
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
ЦОД	–	центр обработки данных
ШР	–	шунтирующий реактор
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 Республики Бурятия за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Бурятия входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ и обслуживает территорию Республики Бурятия.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Бурятия 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 Республики Бурятия, Забайкальского края, Иркутской области, Ленского района Республики Саха (Якутия);

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

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Бурятия связана с энергосистемами:

– Иркутской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 7 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Забайкальского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ): ВЛ 220 кВ – 7 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Центрального региона Монголии (КОО «НДЦ»): ВЛ 220 кВ – 2 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Бурятия

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
Филиал ОАО «РЖД» ВСЖД	211,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «Селенгинский ЦКК»	30,0
АО «Разрез Тугнуйский»	26,0
Улан-Удэнский ЛВРЗ филиал АО «Желдорремаш»	16,0
ООО «Тимлюйцемент»	12,0



### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия на 01.01.2024 составила 1543,8 МВт, в том числе: ТЭС – 1428,8 МВт, СЭС – 115,0 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 Республики Бурятия, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1523,8	–	–	+20,0	–	1543,8
ТЭС	1408,8	–	–	+20,0	–	1428,8
СЭС	115,0	–	–	–	–	115,0

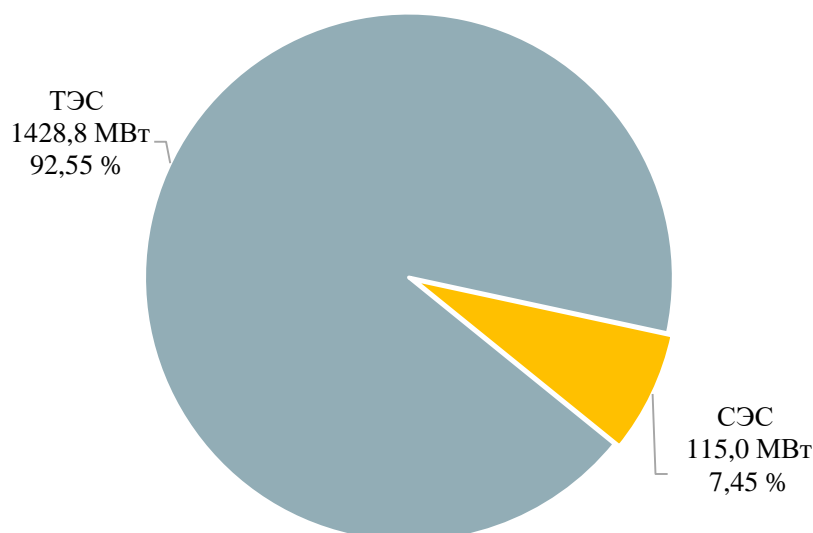


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия по состоянию на 01.01.2024

#### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в 2023 году составило 6261,2 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 6114,2 млн кВт·ч, СЭС – 146,9 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	5263,5	4809,6	4625,0	6170,6	6261,2
ТЭС	5246,2	4723,0	4489,2	6027,6	6114,2
СЭС	17,4	86,7	135,9	143,0	146,9

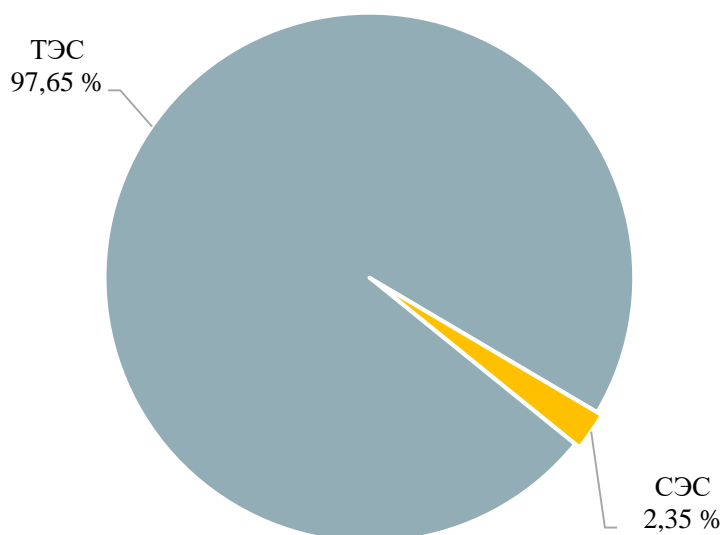


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Бурятия в 2023 году

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

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

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	5550	5511	5623	5883	6136
Годовой темп прироста, %	0,33	-0,70	2,03	4,62	4,30
Максимум потребления мощности, МВт	942	932	991	1002	1143
Годовой темп прироста, %	-0,74	-1,06	6,37	1,07	14,07
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5892	5913	5672	5872	5368
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	14.02 05:00	31.12 14:00	27.12 13:00	01.02 05:00	21.12 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-24,0	-25,3	-22,7	-24,9	-29,8

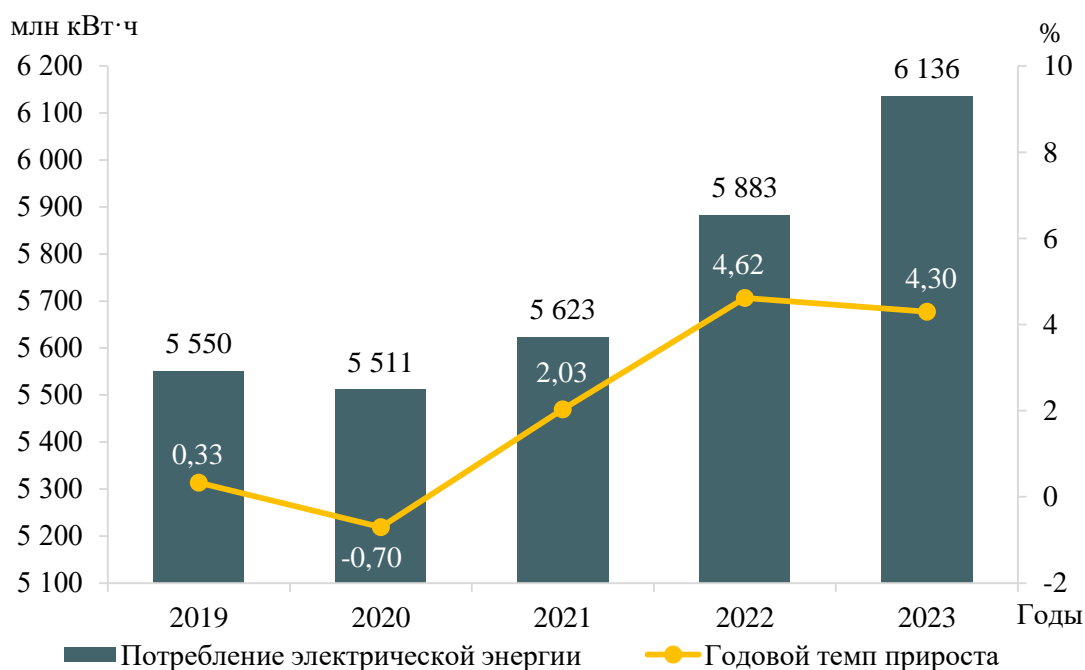


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

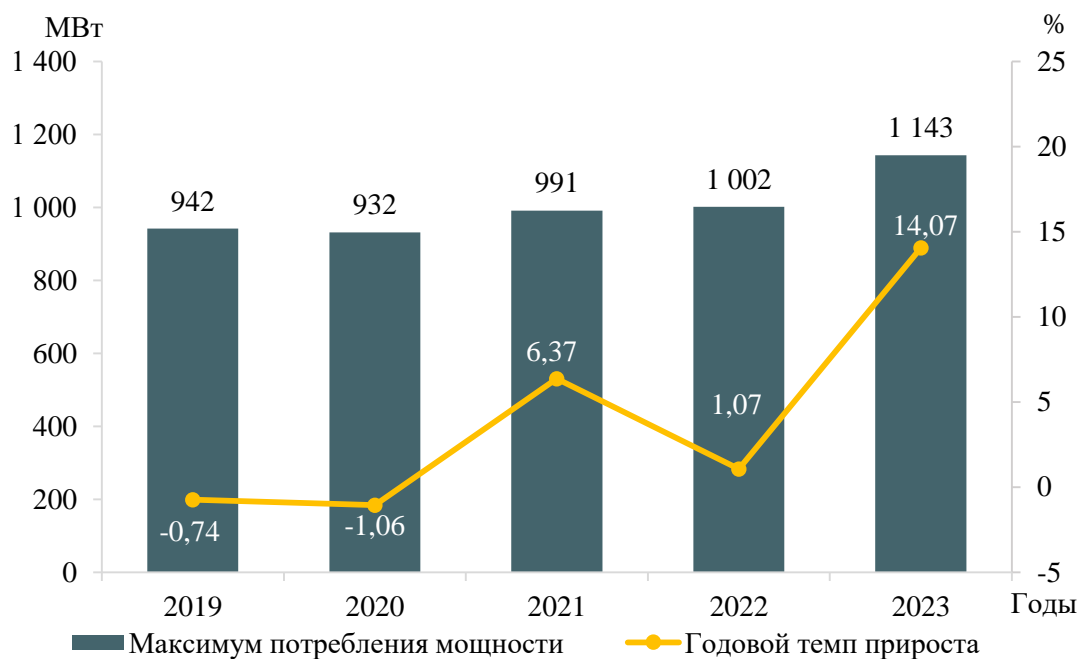


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия увеличилось на 604 млн кВт·ч и составило в 2023 году 6136 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,09 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,62 % в 2022 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,70 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия вырос на 194 МВт и составил 1143 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,79 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 14,07 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 1,06 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия был зафиксирован в 2023 году в размере 1143 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения *COVID-2019*, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта.

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

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

оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Бурятия приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Машзавод-2 протяженностью 0,54 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,54 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Машзавод-2 протяженностью 0,54 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,54 км
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) до ПС 110 кВ Джилинда протяженностью 6,172 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	6,172 км
4	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей на Торейскую СЭС протяженностью 0,303 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Торейская СЭС – Селендума и ВЛ 110 кВ Торейская СЭС – Торей с отпайкой на ПС Инкурская	ПАО «Россети Сибирь»	2020	2×0,303 км
5	500 кВ	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 протяженностью 460,678 км	ПАО «Россети»	2023	460,678 км
6	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38) на ПС 500 кВ Нижнеангарская протяженностью 2,199 км с образованием ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Ангоя	ПАО «Россети»	2023	2,199 км
7	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38) на ПС 500 кВ Нижнеангарская протяженностью 1,387 км с образованием ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян II цепь	ПАО «Россети»	2023	1,387 км
8	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37) на ПС 500 кВ Нижнеангарская протяженностью 1,387 км с образованием ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I цепь	ПАО «Россети»	2023	1,387 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37) на ПС 500 кВ Нижнеангарская протяженностью 2,199 км с образованием ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Кичера	ПАО «Россети»	2023	2,199 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Джилинда с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый и двумя БСК 10 кВ мощностью 3,3 Мвар каждая	ОАО «Хиагда»	2019	2×3,3 Мвар 2×6,3 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Машзавод-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2019	2×25 МВА
3	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Мысовая с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Районная с заменой автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 60 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2020	63 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиное Озеро с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2021	10 МВА
6	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Мысовая с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
7	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Перевал с заменой трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	500 кВ	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА, автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА), трансформатором 220/10 кВ мощностью 10 МВА, установкой ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1, ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2, ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо, двух УШПР 220 кВ мощностью 50 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	2023	3×167+167 МВА 3×167 МВА 10 МВА 3×180 Мвар 2×50 Мвар 2×52 Мвар
9	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кижа с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2023	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 Республики Бурятия 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 Республики Бурятия	Южный энергорайон энергосистемы Республики Бурятия	Северобайкальский энергорайон энергосистемы Республики Бурятия
2019	18.12.2019	-15,8	-15,8	-23,1
	19.06.2019	20,9	21,0	15,9
2020	16.12.2020	-18,7	-17,7	-28,8
	17.06.2020	17,9	18,0	12,6
2021	15.12.2021	-18,2	-17,3	-31,6
	16.06.2021	9,1	8,8	10,3
2022	21.12.2022	-17,4	-16,9	-32,7
	15.06.2022	22,6	22,3	17,2
2023	20.12.2023	-29,0	-28,9	-28,6
	21.06.2023	23,6	22,8	14,6



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 <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , 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 Бурводстрой	110/10	T-1	115/10,5	25	8,67	10,14	10,18	10,85	14,34	4,86	10,12	6,02	5,56	5,98	0
			T-2	115/10,5	25	10,45	12,66	12,59	14,83	18,84	5,94	2,34	8,53	7,45	7,99	
2	ПС 110 кВ Верхняя Березовка	110/10	T-1	115/11	10	2,15	2,76	3,05	3,37	5,49	0,99	1,07	1,38	1,25	1,30	0
			T-2	115/11	10	3,70	3,95	4,54	5,11	7,16	1,79	1,52	2,60	1,87	1,97	
3	ПС 110 кВ Западная	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	40	9,33	11,17	10,2	9,50	10,59	6,07	6,28	11,59	7,01	7,15	0
			T-2	115/38,5/6,6	40	19,36	19,36	18,32	17,47	26,88	12,63	11,52	6,21	12,52	12,19	
4	ПС 110 кВ Зун-Мурино	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	2,23	1,00	1,00	3,99	4,32	1,11	0,53	1,00	1,71	1,90	0
			T-2	115/38,5/11	6,3	3,34	2,30	5,70	3,08	3,42	1,54	0,87	3,37	1,43	1,44	
5	ПС 110 кВ Иволга	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	25	7,41	6,68	7,03	7,57	13,92	3,97	4,77	5,09	5,71	4,35	0
			T-2	115/38,5/10,5	25	7,82	7,98	7,83	10,03	12,68	3,70	4,66	3,73	3,54	3,01	
6	ПС 110 кВ Кырен	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	1,95	5,41	3,12	2,21	3,73	2,78	2,05	1,07	1,09	1,64	0
			T-2	115/38,5/11	6,3	4,19	3,40	3,51	4,73	4,56	1,21	1,58	2,27	1,80	1,46	
7	ПС 110 кВ Октябрьская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	18,87	18,70	19,96	23,56	26,49	15,94	13,61	11,76	15,47	15,90	0
			T-2	115/38,5/11	40	4,88	6,47	11,08	9,19	12,65	5,46	3,20	5,10	6,26	5,36	
8	ПС 110 кВ Шишковка	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	4,15	3,73	3,87	5,28	5,60	1,86	1,77	3,27	2,33	2,27	0
			T-2	115/38,5/11	25	9,59	10,67	10,53	9,56	11,31	6,23	7,14	6,57	8,07	7,60	
9	ПС 110 кВ Энергетик	110/10	T-1	115/10,5	10	5,61	6,87	5,81	6,89	7,34	2,35	2,13	3,87	2,83	2,28	0
			T-2	115/10,5	10	0,65	0,47	0,76	0,72	6,08	0,47	1,14	0,55	0,65	0,45	
10	ПС 110 кВ Эрхирик	110/10	T-1	110/11	2,5	1,18	0,56	0,67	0,66	2,11	0,91	0,38	1,08	0,40	0,44	0
			T-2	115/11	6,3	1,07	1,14	1,19	1,38	1,94	0,76	0,78	0,87	0,88	0,87	
11	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	25	14,23	17,78	19,74	21,25	23,85	9,70	9,53	11,57	12,46	11,64	15,25
			T-2	115/38,5/10,5	25	10,54	12,32	13,58	13,51	21,46	8,88	8,98	10,75	6,45	8,50	

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 Бурводстрой	T-1	ТРДН-25000/110/10	1986	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110/10	1986	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Верхняя Березовка	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1986	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1976	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Западная	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	2010	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	2010	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Зун-Мурино	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1982	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110/35/10	1982	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Иволга	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1986	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2013	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ Кырен	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1974	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110/35/10	1974	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Октябрьская	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	2013	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/10	2013	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
8	ПС 110 кВ Шишковка	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1982	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	1982	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Энергетик	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1974	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1974	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Эрхирик	T-1	ТМН-2500/110/10	1987	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/110/10	1990	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Южная	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1983	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	1982	100	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	$U_{ном}$ 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 Бурводстрой	2023 / зима	33,18	ПС 110 кВ Бурводстрой	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,41	0	–	0,34	33,56	33,56	33,56	33,56	33,56	33,56
2	ПС 110 кВ Верхняя Березовка	2023 / зима	12,65	ПС 110 кВ Верхняя Березовка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,40	0	–	0,24	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92
3	ПС 110 кВ Западная	2023 / зима	37,47	ПС 110 кВ Западная	ООО «РКС - Чистые воды»	06.10.2023	20.0300.5702.23	2025	8,93	0	6	6,25	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51
				ПС 110 кВ Западная	МУП «Водоканал»	12.09.2023	20.0300.5469.23	2025	1,56	0	6	1,09						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Леруа Мерлен Восток»	19.06.2017	466/17	2025	1,50	0	6	0,60						
				ПС 110 кВ Западная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,45	0	–	0,14						
				ПС 35 кВ Дивизионная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,15	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ КТП-3	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,33	0	–	0,03						
4	ПС 110 кВ Зун-Мурино	2023 / зима	7,74	ПС 110 кВ Зун-Мурино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,25	0	–	0,03	7,84	7,84	7,84	7,84	7,84	7,84
				ПС 35 кВ Ахалик	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,10	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Хурай-Хобок	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,55	0	–	0,06						
5	ПС 110 кВ Иволга	2023 / зима	26,60	ПС 35 кВ Наран	ООО «Информационно-методологический центр»	14.10.2021	20.0300.3646.21	2025	4,54	0	10	3,15	31,49	31,49	31,49	31,49	31,49	31,49
				ПС 110 кВ Иволга	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,42	0	–	0,54						
				ПС 35 кВ Гурульба	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,66	0	–	0,67						
				ПС 35 кВ Оронгой	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,31	0	–	0,03						
				ПС 35 кВ Харгана	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,04	0	–	0,00						
				ПС 35 кВ Хурумша	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,08	0	–	0,01						
6	ПС 110 кВ Кырен	2020 / зима	8,81	ПС 110 кВ Кырен	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,77	0	–	0,08	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03
				ПС 35 кВ Аршан	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,64	0	–	0,06						
				ПС 35 кВ Жемчуг	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,43	0	–	0,04						
				ПС 35 кВ Нилова Пустынь	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,13	0	–	0,01						
7	ПС 110 кВ Октябрьская	2023 / зима	39,14	ПС 110 кВ Октябрьская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,18	0	–	0,22	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38
8	ПС 110 кВ Шишковка	2023 / зима	16,91	ПС 110 кВ Шишковка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,52	0	–	0,15	17,08	17,08	17,08	17,08	17,08	17,08
9	ПС 110 кВ Энергетик	2023 / зима	13,42	ПС 110 кВ Энергетик	ООО СЗ «СмитИнвест+»	05.10.2023	20.0300.5899.23	2025	2,67	0	10	1,07	15,95	15,95	15,95	15,95	15,95	15,95
				ПС 110 кВ Энергетик	ООО «СмитИнвест»	28.01.2021	20.0300.241.21	2025	2,00	0	10	0,80						
				ПС 110 кВ Энергетик	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,06	0	–	0,41						
10	ПС 110 кВ Эрхирик	2023 / зима	4,05	ПС 110 кВ Эрхирик	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,95	0	0,4	0,20	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27

№ 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	$U_{ном}$ 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.
11	ПС 110 кВ Южная	2023 / зима	45,31	ПС 35 кВ Горводоподъем	ООО СЗ «СмитИнвест»	08.12.2023	20.0300.6790.23	2025	0,70	0	0,4	0,28	47,55	47,55	47,55	47,55	47,55	47,55
				ПС 110 кВ Южная	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	5,77	0	–	0,58								
				ПС 35 кВ АРЗ	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	3,99	0	–	0,40								
				ПС 35 кВ Горводоподъем	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,22	0	–	0,02								
				ПС 35 кВ КТП-11	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,38	0	–	0,04								
				ПС 35 кВ Наран	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,35	0	–	0,03								
				ПС 35 кВ Нижняя Иволга	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	1,27	0	–	0,13								
				ПС 35 кВ Нижний Саянтуй	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	4,42	0	–	0,44								
				ПС 35 кВ Полигон	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,97	0	–	0,10								

### ПС 110 кВ Бурводстрой.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 33,18 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 10,60 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,38 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,18 + 0,38 + 0 - 0 = 33,56 \text{ МВА.}$$

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 Бурводстрой, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 11,86 % (без ТП превышение до 10,60 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бурводстрой ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Бурводстрой расчетный объем ГАО составит 3,56 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,56 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Верхняя Березовка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 12,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 5,42 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,40 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,27 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,65 + 0,27 + 0 - 0 = 12,92 \text{ МВА.}$$

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  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Верхняя Березовка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 7,64 % (без ТП превышение до 5,42 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Верхняя Березовка ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Верхняя Березовка расчетный объем ГАО составит 0,92 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,92 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.

ПС 110 кВ Западная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила

37,47 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 74,94 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 37,47 + 9,04 + 0 - 0 = 46,51 \text{ МВА.}$$

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 не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Западная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 93,01 % от  $S_{ддн}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Западная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА).

#### ПС 110 кВ Зун-Мурино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 7,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{ддн}$  на величину до 2,38 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,9 °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 0,90 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 7,74 + 0,10 + 0 - 0 = 7,84 \text{ МВА.}$$

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  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Зун-Мурино, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 3,71 % (без ТП превышение до 2,38 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Зун-Мурино ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Зун-Мурино расчетный объем ГАО составит 0,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,84 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Иволга.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 26,60 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 88,67 % (85,12 %) от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -28,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,00 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,89 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,60 + 4,89 + 0 - 0 = 31,49 \text{ МВА.}$$

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 Иволга, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 4,96 % (0,76 %) (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Иволга ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Иволга расчетный объем ГАО составит 1,49 (0,24) МВА.



Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,49 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кырен.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 8,81 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 16,56 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -17,7 °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 1,97 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,22 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,81 + 0,22 + 0 - 0 = 9,03 \text{ МВА.}$$

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 Кырен, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 19,45 % (без ТП превышение до 16,56 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кырен ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кырен расчетный объем ГАО составит 1,47 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,03 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Октябрьская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 39,14 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 78,28 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 39,14 + 0,24 + 0 - 0 = 39,38 \text{ МВА.}$$

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 не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Октябрьская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 78,77 % от  $S_{ддн}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Октябрьская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Шишковка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 16,91 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 56,37 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 16,91 + 0,17 + 0 - 0 = 17,08 \text{ МВА.}$$

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 не превышает  $S_{дн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шишковка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 56,93 % от  $S_{дн}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Шишковка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

#### ПС 110 кВ Энергетик.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 13,42 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{дн}$  на величину до 11,83 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,9 °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 10,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,53 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 13,42 + 2,53 + 0 - 0 = 15,95 \text{ МВА.}$$

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  $S_{дн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Энергетик, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 32,89 % (без ТП превышение до 11,83 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Энергетик ниже уровня  $S_{дн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Энергетик расчетный объем ГАО составит 3,95 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,95 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.

ПС 110 кВ Эрхирик.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 4,05 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 54,29 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 53,57 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,22 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 4,05 + 0,22 + 0 - 0 = 4,27 \text{ МВА.}$$

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  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Эрхирик, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 62,55 % (без ТП превышение до 54,29 %).

При этом 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 не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Эрхирик, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 56,44 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Эрхирик ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Эрхирик расчетный объем ГАО составит 1,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 4,27 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-1 2,5 МВА на 6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 45,31 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 51,03 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 15,25 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 30,06 МВА и превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 0,20 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,06 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,31 + 2,24 + 0 - 15,25 = 32,30 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 15,25 МВА превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Южная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 7,67 % (без ТП превышение до 0,20 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 2,30 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,30 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

### 2.2.2.1 Мероприятия, необходимые для реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на территории Республики Бурятия

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых в энергосистеме Республики Бурятия

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>		
1	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	ПАО «Россети»
2	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 235,836 км	ПАО «Россети»

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Республики Бурятия, 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

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 12. 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 12 – 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 <sup>1)</sup>
Аварийность максимальная	1358	1358	1358	1358	1358	1358

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
Аварийность среднестатистическая	1021	1021	1021	1021	1021	1021
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной <sup>2)</sup>	4916	4916	4916	4916	6221	6221 <sup>1)</sup>
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 <sup>1)</sup> 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).

2 <sup>2)</sup> 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 13. 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 13 – 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 <sup>1)</sup>
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 <sup>1)</sup>
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в нормальной схеме	650	650	650	650	650	650
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 – <sup>1)</sup> 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 14. 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 14 – 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 <sup>1)</sup>
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 <sup>1)</sup>
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в нормальной схеме	342	342	342	342	342	342
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 – <sup>1)</sup> 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 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Бурятия, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Бурятия

№ 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							
40 1	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	220,0	241,0	220	2026	ПС 220 кВ Выдрино ПС 220 кВ Переемная ПС 220 кВ Мысовая ПС 220 кВ Посольская ПС 220 кВ Заиграево ПС 220 кВ Новоильинская ПС 220 кВ Кижа ПС 220 кВ Дабан ПС 220 кВ Северобайкальск ПС 220 кВ Кичера ПС 220 кВ Ангоя ПС 220 кВ Новый Уоян Новая ПС 220 (1278 км) ПС 220 кВ Янчукан ПС 220 кВ Ангаракан ПС 220 кВ Окусикан ПС 220 кВ Перевал Новая ПС 220 кВ (Ульги)
					110		ПС 110 кВ Селенга/т ПС 110 кВ Татаурово/т ПС 110 кВ Заудинская ПС 110 кВ Таксимо/т
2	Центр обработки данных	ООО «Битривер-Б»	0,0	100,0	220	2025	ПС 220 кВ Мухоршибирь ПС 220 кВ Саган-Нур
Более 50 МВт							
3	ООО «Озерное» (добыча полиметаллических руд)	ООО «Озерное»	0,0	82,0	220	2024 2025	ПС 220 кВ Озерная



№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
4	Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	ООО «ТК «Гусиноозерский»	27,6	27,6	220	2025	Гусиноозерская ГРЭС ПС 220 кВ Мухоршибирь
5	Электроснабжение центральной части города	МУ «Улан-УдэСтройзаказчик»	0,0	14,0	6	2025	ПС 110 кВ Культурная (новая)
Инвестиционные проекты по информации от исполнительных органов субъектов РФ							
6	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	0,0	224,0	Не определено	2029	Не определен
7	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	0,0	74,0	Не определено	2029	Не определен
8	Многофункциональный культурно-оздоровительный центр	ООО «Байкал Эрмитаж»	0,0	34,1	Не определено	2029	Не определен
9	Электроснабжение участка «Пески»	ООО «АМАР»	0,0	15,0	Не определено	2029	Не определен

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия на период 2025–2030 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6709	7250	8219	9005	9084	9188	9950
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	541	969	786	79	104	762
Годовой темп прироста, %	–	8,06	13,37	9,56	0,88	1,14	8,29

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Бурятия прогнозируется на уровне 9950 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 7,15 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 969 млн кВт·ч или 13,37 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2028 году и составит 79 млн кВт·ч или 0,88 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии в энергосистеме Республики Бурятия обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных и сельскохозяйственных потребителей, а также потребителя в сфере хранения и обработки данных;
- увеличением потребления на действующих производствах;
- реализацией проекта второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД».

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия за период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1266	1259	1386	1511	1517	1753	1758
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-7	127	125	6	236	5
Годовой темп прироста, %	–	-0,55	10,09	9,02	0,40	15,56	0,29
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5299	5759	5930	5960	5988	5241	5660

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия к 2030 году прогнозируется на уровне 1758 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 6,34 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 236 МВт или 15,56 %, что обусловлено реализацией объектов социальной сферы, снижение ожидается в 2025 году и составит 7 МВт или 0,55 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в целом в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. К 2030 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5660 ч/год.

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

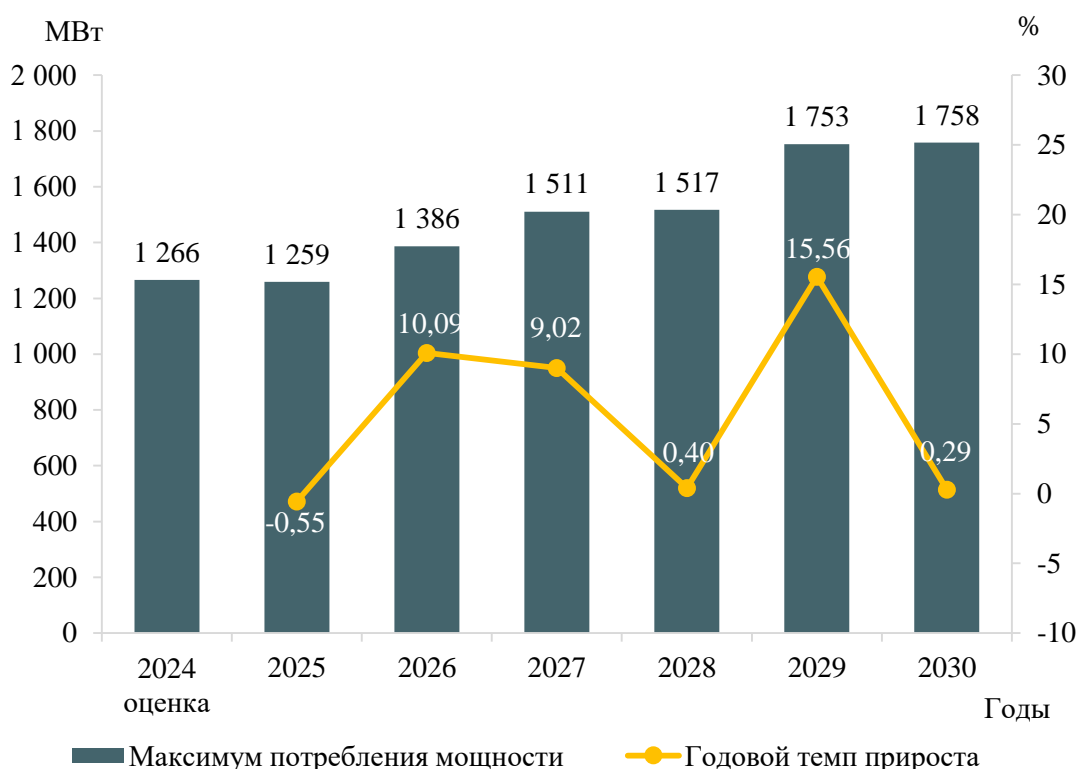


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в 2024 году ожидаются в объеме 102 МВт, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 155 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Бурятия в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	102	–	–	–	65	90	–	155
ТЭС	–	–	–	–	65	90	–	155
СЭС	102	–	–	–	–	–	–	–

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в объеме 102 МВт в 2024 году.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия в 2030 году составит 1800,8 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Бурятия не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия представлена в таблице 19. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия представлена на рисунке 7.

Таблица 19 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1645,8	1645,8	1645,8	1645,8	1710,8	1800,8	1800,8
ТЭС	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8	1493,8	1583,8	1583,8
СЭС	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0

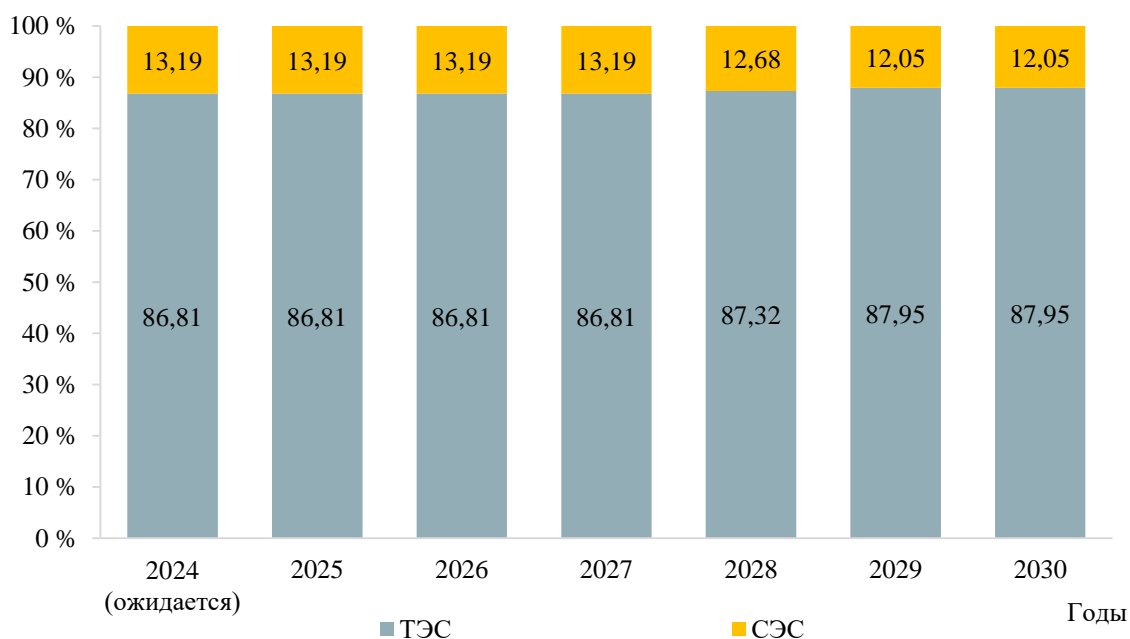


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Бурятия 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 Республики Бурятия 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 Республики Бурятия**

В таблице 20 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Бурятия.

Таблица 20 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Бурятия

№ 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 ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 235,836 км	ПАО «Россети»	500	км	235,836	–	–	–	–	–	–	235,836	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший», ООО «Друза»	ООО «Полос Сухой Лог»	–	229,00
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ОАО «РЖД»	0,6	60,594
														ОАО «РЖД»	–	27,946
														ПАО «Высочайший»	–	20,00
														ООО «Друза»	10,332	10
2	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший», ООО «Друза»	ООО «Полос Сухой Лог»	–	229,00
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ОАО «РЖД»	0,6	60,594
														ОАО «РЖД»	–	27,946
														ПАО «Высочайший»	–	20,00
														ООО «Друза»	10,332	10
3	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 40 МВА	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	–	27,60
4	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260) до ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский ориентировочной протяженностью 0,748 км		220	км	0,748	–	–	–	–	–	–	0,748				
5	Строительство ПС 220 кВ Ульги с двумя трансформаторами 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	26,60
6	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44) до ПС 220 кВ Ульги ориентировочной протяженностью 15,523 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	15,523	–	–	–	–	15,523				
7	Строительство ПС 220 кВ Янчуй с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	18,56



№ 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					
8	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новый-Уоян – Ангаракан (УА-39) до ПС 220 кВ Янчуй ориентировочной протяженностью 0,77 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,77	–	–	–	–	–	0,77				
9	Строительство ПС 220 кВ ЦОД с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Битривер-Б»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Битривер-Б»	ООО «Битривер-Б»	–	100,00
10	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261) до ПС 220 кВ ЦОД ориентировочной протяженностью 0,3 км	ПАО «Россети»	220	км	0,3	–	–	–	–	–	–	–	0,3				
11	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Медная ориентировочной протяженностью 258 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	258	–	–	–	258	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»	ООО «Удоканская медь»	–	214
12	Реконструкция ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I, II цепь ориентировочной протяженностью 5,17 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×5,17	–	–	–	10,34				
13	Реконструкция ПС 220 кВ Северобайкальск с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 80 Мвар каждая и двух УШР 220 кВ мощностью 105 Мвар каждый	ОАО «РЖД»	220	Мвар	–	–	–	–	2×80	–	–	–	160				
14	Реконструкция ПС 220 кВ Дабан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,878
15	Реконструкция ПС 220 кВ Окусикан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	38,61
16	Строительство ПС 110 кВ Культурная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя МУ «Улан-Удэстройзаказчик»	МУ «Улан-Удэстройзаказчик»	–	14,00
17	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками I, II цепь (МСЗ-183, МС-184) до ПС 110 кВ Культурная ориентировочной протяженностью 5,714 км каждая		110	км	–	2×5,714	–	–	–	–	–	–	11,428				
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Котокель – Турка с отпайкой на ПС Берег (КТ-155) в районе опоры № 92а с организацией схемы заход-выход на ПС 110 кВ Берег ориентировочной протяженностью 12,5 км	ПАО «Россети Сибирь» АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	–	–	12,5	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань»	АО «Особая экономическая зона «Байкальская гавань»	–	10,00
19	Реконструкция ПС 110 кВ Комсомольская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	2,2	1,20
20	Строительство РУ 110 кВ Джидинской СЭС с трансформатором 110/10,5/10,5 кВ мощностью 50 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	1×50	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение выдачи мощности Джидинской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	50

№ 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					
21	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107) до РУ 110 кВ Джидинской СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	0,1	–	–	–	–	–	–	–	0,1				
22	Строительство РУ 110 кВ Новобичурской СЭС с трансформатором 110/10,5/10,5 кВ мощностью 50 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	1×50	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение выдачи мощности Новобичурской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	52
23	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149) до РУ 110 кВ Новобичурской СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	км	0,1	–	–	–	–	–	–	–	0,1				

### **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 21.

Таблица 21 – 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 ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	239	–	–	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 235,836 км	ПАО «Россети»	500	км	235,836	–	–	–	–	–	–	235,836	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший», ООО «Друза»
3	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+ 167	–	–	–	–	–	–	501+167	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший», ООО «Друза»
4	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
5	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
6	Строительство двухполосной 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

#### **4.4 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 22.

Таблица 22 – 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 Бурводстрой с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Верхняя Березовка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Зун-Мурино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Иволга с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
5	Реконструкция ПС 110 кВ Кырен с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Энергетик с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
7	Реконструкция ПС 110 кВ Эрхирик с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	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
8	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

## **6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию**

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Республики Бурятия, 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 [4]);

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 Республики Бурятия по годам представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Бурятия (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	8462	7059	3935	2094	4404	1474	1029	28458



## **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 [5];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Бурятия 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 [6] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Республики Бурятия осуществляют свою деятельность 5 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 92 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Бурятия).

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

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Республики Бурятия 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 [7];
- 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 [8].

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 тарифов<sup>1</sup>, 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

---

<sup>1</sup> Приказ Республиканской службы по тарифам Республики Бурятия от 19.12.2023 № 1/33.

амортизационные группы<sup>2</sup>, 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 Республиканской службы по тарифам Республики Бурятия от 19.12.2023 № 1/35 «Об утверждении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Республики Бурятия и признания утратившим силу Приказа Республиканской службы по тарифам Республики Бурятия от 28.11.2022 № 1/37 «Об утверждении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Бурятия и признании утратившими силу некоторых нормативных правовых актов Республиканской службы по тарифам Республики Бурятия» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Бурятия, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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

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

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

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Бурятия, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республике Бурятия, 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

---

<sup>3</sup> 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).

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 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	-0,2 %	11,2 %	11,0 %	1,0 %	1,3 %	9,4 %

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

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

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

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

определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Бурятия представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Бурятия (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:	1612	806	117	117	117	117
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)	1495	689	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1167	1968	135	139	139	139

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

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

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

Таблица 27 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Бурятия 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.	9,4	11,5	13,6	14,3	15,0	17,2
НВВ	млрд руб.	13,2	13,8	14,1	13,7	13,5	13,5
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	3,8	2,3	0,5	-0,6	-1,6	-3,7
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,15	2,38	2,53	2,63	2,73	2,85
Среднегодовой темп роста	%	–	111	107	104	104	105
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,02	2,85	2,62	2,52	2,45	2,24
Среднегодовой темп роста	%	–	94	92	96	97	91
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,87	0,47	0,09	-0,12	-0,28	-0,62

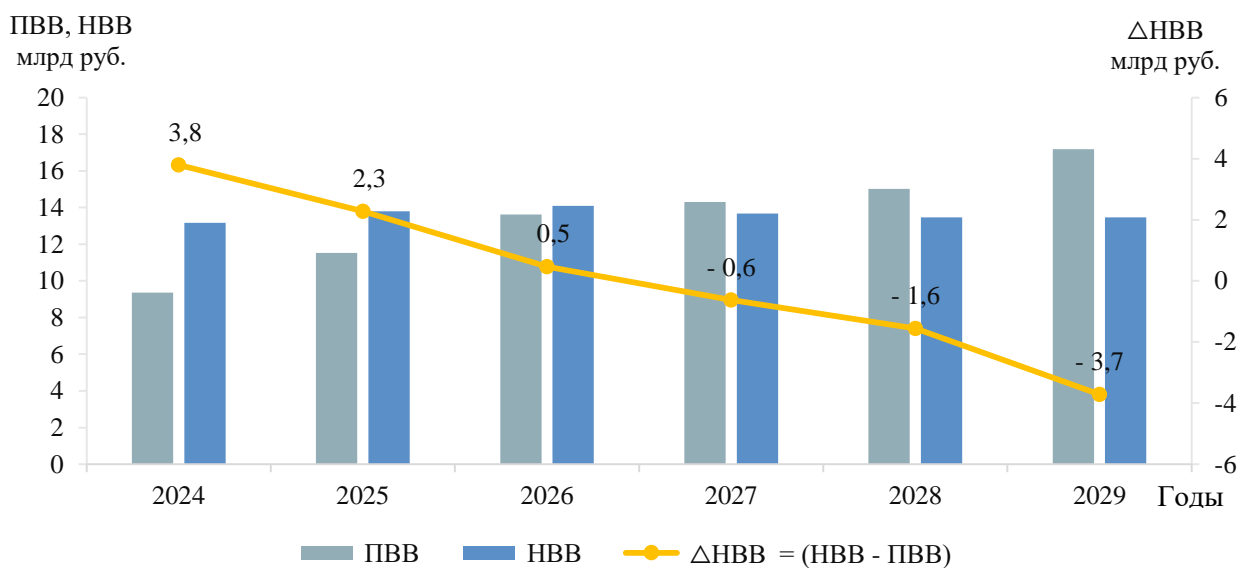


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Бурятия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

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

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и выявлена недостаточность условий тарифного регулирования в период 2025–2028 годов в сценарии 2 и на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 5,2–14,5 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.



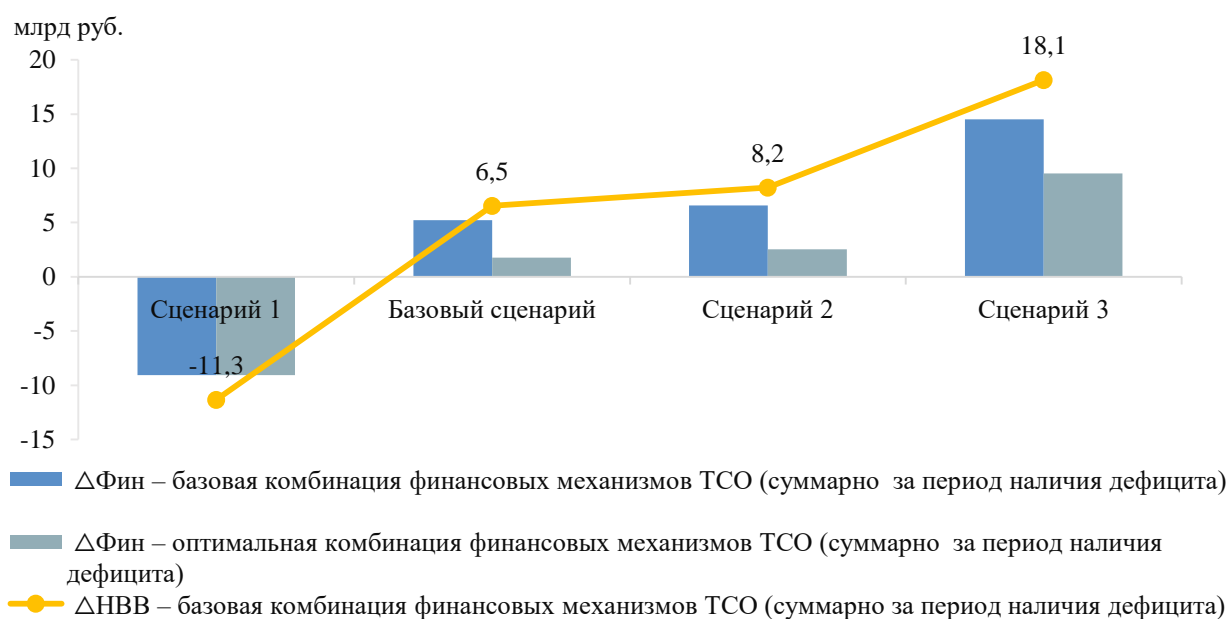


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 28.

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

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	25 %	26 %	30 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	59 %	62 %	70 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования во всех сценариях (таблица 28) за счет изменения финансовых механизмов, включая наиболее пессимистичный сценарий (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Бурятия, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Бурятия, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Бурятия оценивается в 2030 году в объеме 9950 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 7,15 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия к 2030 году увеличится и составит 1758 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 6,34 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5241–5988 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в 2024 году ожидаются в объеме 102 МВт на СЭС, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 155 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия в 2030 году составит 1800,8 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети и установке (модернизации) устройств и комплексов РЗА обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Бурятия в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций и позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Бурятия.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 411,65 км, трансформаторной мощности 1260,20 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/](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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_433519/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/) (дата обращения: 29.11.2024).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

6. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

7. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.11.2024).

8. 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/](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 <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Республики Бурятия														
Гусиноозерская ГРЭС	АО «Интер РАО-Электрогенерация»			Уголь, мазут										
		1	К-200-130-3		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		3	К-200-130-3		204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	
		4	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		5	К-210(215)-130		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		6	К-210(215)-130		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0		
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ПАО «ТГК-14»			Уголь, мазут										
		1	Р-12-35/5М		8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	
		3	Р-12-3,4/0,1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ПР-30-90/10/1,3		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		7	Тп-100/110-8,8		98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8		
Улан-Удэнская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-14»			Уголь										
		1	ПСУ							65,0	65,0	65,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
		2	ПСУ								90,0	90,0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–						65,0	155,0	155,0		
ТЭЦ Селенгинского целлюлозно-картонного комбината	ОАО «Селенгинский целлюлозно-картонный комбинат»			Уголь, мазут, кора и древесные отходы										
		1	ПТ-12-35/10		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0		
Бичурская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолджи»			–										
		–	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
Тарбагатайская СЭС	ООО «Тераватт»			–										
		–	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		
Кабанская СЭС	ООО «Тераватт»			–										
		–	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		
Кяхтинская СЭС	ООО «Тераватт»			–										
		–	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		
Джидинская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			–										
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1862)			50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Хоринская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»	–	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	
Торейская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»			–									
		1 очередь	ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2 очередь	ФЭСМ		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Новобичурская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			–									
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1863)			52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–			52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	

Примечание – <sup>1)</sup> В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства РФ 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 РФ 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 Республики Бурятия

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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 <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Таксимо – ориентировочной протяженностью 235,836 км	ПАО «Россети»	500	км	235,836	–	–	–	–	–	–	235,836	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	33902,57	15513,19
5	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
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



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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
7	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Бурводстрой с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	537,22	530,77
8	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Верхняя Березовка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	352,16	352,16

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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
9	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Зун-Мурино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	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	350,79	350,79
10	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Иволга с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.	512,43	512,43
11	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Кырен с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	– <sup>3)</sup>	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	350,79	350,79

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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
12	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Энергетик с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	362,12	362,12
13	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Эрхирек с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	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	273,29	273,29

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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
14	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	513,77	508,51

Примечания

1<sup>1)</sup> 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.

2<sup>2)</sup> 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.

3<sup>3)</sup> Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.