### ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

### СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ НА 2024–2029 ГОДЫ

### ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ

### СОДЕРЖАНИЕ

B	ВЕДІ	ЕНИ	E	.7
1			ие энергосистемы	
	1.1	Осн	овные внешние электрические связи	.8
	1.2		ечень основных существующих крупных потребителей	
			ктрической энергии	.8
	1.3	Фак	стическая установленная мощность электрических станций,	
			уктура генерирующих мощностей	.9
	1.4		сторный анализ динамики потребления электрической энергии и	
			цности за ретроспективный период	.9
	1.5		стические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и	
			нсформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
2	Occ		ости и проблемы текущего состояния электроэнергетики	
	2.1		исание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода	
			фиков аварийного ограничения режима потребления электрической	
		•	ргии (мощности)	14
	2.2		исание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода	
			фиков аварийного ограничения режима потребления электрической	
		-	ргии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение	
		-	оотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям	
			евых организаций	14
	2	.2.1	Предложения по увеличению трансформаторной мощности	• •
		1	подстанций 110 кВ	14
	2	.2.2	Предложения по строительству и (или) реконструкции	17
	2.		электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся	
			альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	20
	2	.2.3	Предложения по реализации мероприятий, направленных на	20
	۷.	.2.5	снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	21
	2.3	Опт	исание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления	<b>4</b> 1
	2.3		ктрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения	
			ежного и эффективного функционирования ЕЭС России	21
	2	.3.1	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и	<b>41</b>
	۷.	.3.1	выше	2 1
	2	.3.2	Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых	<b>41</b>
	۷.	.3.2		
			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	
3			ые направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	25
	3.1	_	вечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при	
			работке среднесрочного прогноза потребления электрической	
		-	ргии и мощности	
	3.2	Ппс	огноз потребления электрической энергии	28

	3.3	Прогноз потребления электрической мощности	. 29
	3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода	
		мощности, модернизации генерирующего оборудования	.30
1	Пре	дложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	. 33
	4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков	
		ввода графиков аварийного ограничения режима потребления	
		электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и	
		выше	.33
	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	.33
	4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления	
		электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения	
		надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	.38
	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	.40
	4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей	
		напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по	
		выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по	
		производству электрической энергии, договоры на технологическое	10
_	т	присоединение которых отсутствуют	
)		нико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	.44
)	_	ечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию	
		трических сетей и укрупненные капитальные вложения в их	15
7		изацию	.43
′		нка тарифных последствий реализации технических решений в	16
	•	пределительной сети	
		Основные подходы	
		Исходные допущения	.4/
	1.	(реконструкцию)объектов электросетевого хозяйства	50
	7.3	Результаты оценки тарифных последствий	
	7.3 7.4	Оценка чувствительности экономических условий	
2		ОЧЕНИЕ	
		ОЧЕНИЕ ОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	
		ОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к	. 50
. 1	1 1111	сооружению, расширению, модернизации и выводу из	
		ооружению, расширению, модернизации и выводу из	.58
		ANNALLI VALLALIVIVI	111

### ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК – батарея статических конденсаторов ВИЭ – возобновляемые источники энергии ВЛ – воздушная линия электропередачи

ГАО – график аварийного ограничения режима потребления

электрической энергии (мощности)

ГРЭС – государственная районная электростанция

ЕНЭС – Единая национальная (общероссийская) электрическая

сеть

ЕЭС – Единая энергетическая системаИТС – индекс технического состояния

КОММод – отбор проектов реализации мероприятий по

модернизации генерирующих объектов тепловых

электростанций

ЛЭП – линия электропередачи

Минэкономразвития – Министерство экономического развития Российской

России 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

н/д – нет данных

НВВ — необходимая валовая выручка НДС — налог на добавленную стоимость НПС — нефтеперекачивающая станция

ОЭС – объединенная энергетическая система

ПАР – послеаварийный режим

ПВВ – прогнозная валовая выручка

ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей

ПС – (электрическая) подстанция

РДУ – диспетчерский центр системного оператора

региональное диспетчерское управление

РЗА – релейная защита и автоматика

РУ – (электрическое) распределительное устройство

СиПР – Схема и программа развития /

Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития

электроэнергетики /

Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики /

Программа развития электроэнергетики. Схема развития

электроэнергетики /

Программа развития электроэнергетики

СО ЕЭС – Системный оператор Единой энергетической системы

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
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

УНЦ – укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого

хозяйства

УШР – управляемый шунтирующий реактор

ЦОД – центр обработки данных

ЦП – центр питания

ЭЭС – электроэнергетическая система (территориальная)  $S_{\text{ддн}}$  – длительно допустимая нагрузка трансформатора

 $S_{\mbox{\scriptsize HOM}}$  — номинальная полная мощность — номинальное напряжение

### **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Бурятия за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Бурятия на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо ДЛЯ обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов 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 AO «СО ЕЭС» Иркутское РДУ): ВЛ 220 кВ 7 шт., ВЛ 110 кВ 1 шт.;
- Забайкальского края (Филиал AO «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ): ВЛ 220 кВ 5 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	e 50 MBT									
_	_									
Более	e 10 MBT									
AO «Селенгинский ЦКК»	28,0									
АО «Разрез Тугнуйский»	24,0									
Улан-Удэнский ЛВРЗ филиал	12,0									
АО «Желдорреммаш»	12,0									
ООО «Тимлюйцемент»	11,0									

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия на 01.01.2023 составила 1523.8 МВт, в том числе: ТЭС – 1408.8 МВт, СЭС – 115.0 МВт.

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

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

Harnes	На		Ш			
Наиме-	01.01.2022	Ввод	Вывод из Перемар- Проч		Прочие	Ha 01.01.2023
нование	01.01.2022	Ввод	эксплуатации	кировка	изменения	01.01.2023
Всего	1489,8	_	_	+34,0	_	1523,8
ТЭС	1374,8	_	_	+34,0	_	1408,8
ВИЭ – всего	115,0	_	_	_	_	115,0
СЭС	115,0	_	_	_	_	115,0

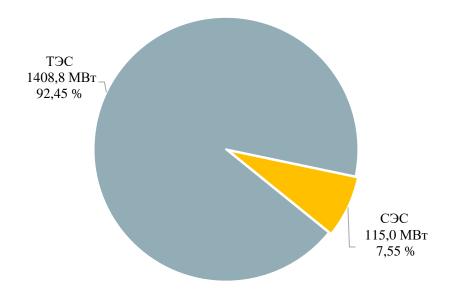


Рисунок 1 — Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Бурятия приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 — Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	5532	5550	5511	5623	5883
Годовой темп прироста, %	0,97	0,33	-0,70	2,03	4,62
Максимум потребления мощности, МВт	949	942	932	991	1002
Годовой темп прироста, %	-1,66	-0,74	-1,06	6,37	1,07
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5829	5892	5913	5672	5872
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	27.12 13:00	14.02 05:00	31.12 14:00	27.12 13:00	01.02 05:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-28,0	-24,0	-25,3	-22,7	-24,9



Рисунок 2 — Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста



Рисунок 3 — Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

За период 2018—2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия увеличилось на 404 млн кВт·ч и составило в 2022 году 5883 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,43 %. 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 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия вырос на 37 МВт и составил 1002 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,76 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,37 % в 2021 году, что связанно с отменой ковидных ограничений; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2018 году и составило 1,66 %.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления в домашних хозяйствах и сфере услуг;
- ростом потребления в промышленном производстве.

## 1.5 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 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Бурятия приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ 3ММК — Северная с отпайками с образованием отдельной ВЛ 110 кВ Северная — Западная протяженностью 2,9 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2018	2,9 км
2	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
3	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
4	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) до ПС 110 кВ Джилинда протяженностью 6,17 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	6,17 км
5	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей на Торейскую СЭС протяженностью 0,3 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	2×0,3 км

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

<b>№</b> 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 MBA
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	1×40 MBA

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
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	1×63 MBA
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	1×10 MBA
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	1×40 MBA
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	1×40 MBA

### 2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Республики 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 <u>Предложения по увеличению трансформаторной мощности</u> 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 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

		ТНВ в до	ень контрольного за	имера, °С
Год	Дата контрольного замера	Энергосистема Республики Бурятия	Южный энергорайон	Северобайкальски й энергорайон
2018	19.12.2018	-12,4	-12,5	-15,4
2018	20.06.2018	21,7	21,1	19,7
2019	18.12.2019	-15,8	-15,8	-23,1
2019	19.06.2019	20,9	21,0	15,9
2020	16.12.2020	-18,7	-17,7	-28,8
2020	17.06.2020	17,9	18,0	12,6
2021	15.12.2021	-18,2	-17,3	-31,6
2021	16.06.2021	9,1	8,8	10,3
2022	21.12.2022	-17,4	-16,9	-32,7
2022	15.06.2022	22,6	22,3	17,2

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

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

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

- для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{ддн}$ ) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного 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 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

	Класс			$U_{\scriptscriptstyle{ ext{HOM}}}$ обмоток					ическая : контроль					тическая : контроль				Объем перевода нагрузки по сети
№ п/п Наименование ЦП	напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	трансформатора, кВ	$S_{\text{hom}}$ , MBA	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
1 ПС 110 кВ Комсомольская	110/10	T-1	ТМН-2500/ 110/11/80У1	115/10,5	2,5	1985	92	0,00	0,50	0,73	1,87	2,67	0,00	0,00	1,50	2,09	2,27	0.00
1 ПС 110 кВ комсомольская	110/10	T-2	ТМН-2500/ 110/11/80У1	115/10,5	2,5	1987	94	0,18	0,21	0,15	0,22	0,30	0,29	0,25	0,90	0,34	0,15	0,00
2 ПС 110 кВ Кырен	110/35/10	T-1	TMTH-6300/110	115/38,5/10,5	6,3	1977	69	2,99	1,95	5,41	3,12	2,21	1,47	2,78	2,05	1,07	1,09	0,00
2 IIC IIO KB KHPEH	110/33/10	T-2	TMTH-6300/110	115/38,5/10,5	6,3	1977	69	2,95	4,19	3,40	3,51	4,73	1,61	1,21	1,58	2,27	1,80	0,00
3 ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110	, ,	25	1987	85	12,90	14,23	17,78	19,74	21,25	6,93	9,70	9,53	11,57	12,46	0,00
S ITC 110 KD IOXHAN	110/33/10	T-2	ТДТН-25000/110	115/38,5/10,5	25	1987	92	12,32	10,54	12,32	13,58	13,51	9,42	8,88	8,98	10,75	6,45	0,00

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

№ Наименование ЦП	Наименование	Марка транаформатора	Год ввода в	ИТС	К	оэффициент допус	тимой длительной	(без ограничения,	длительности) пере	егрузки при ТНВ,	°C
п/п	трансформатора	Марка трансформатора	эксплуатацию	ИТС	-20	-10	0	10	20	30	40
1 ПС 110 кВ Комсомольская	T-1	ТМН-2500/110/11/80У1	1985	92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
1 IIC 110 kB KOMCOMOJISCKAS	T-2	ТМН-2500/110/11/80У1	1987	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2 ПС 110 кВ Кырен	T-1	TMTH-6300/110	1977	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2 IIC 110 kB Kырен	T-2	TMTH-6300/110	1977	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3 ПС 110 кВ Южная	T-1	ТДТН-25000/110	1987	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3 ПС 110 кВ Южная	T-2	ТДТН-25000/110	1987	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

	TI		ая нагрузка за ние 5 лет	Наименование ЦП, к которому		II .	п	Планируе-	Заявленная вновь	Ранее присоединен-	$U_{\scriptscriptstyle{ ext{HOM}}}$	Прирост		Перспе	ктивная	нагрузк	a, MBA								
<b>№</b>	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Год	MBA	осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	мый год	присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	ной нагрузки, кВ	нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	2024 r.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.							
1	ПС 110 кВ Комсомольская	2022	2,97	ПС 110 кВ Комсомольская	ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	20.0300. 158.23	-	2024	1,20	0,01	10	0,96	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04							
				ПС 110 кВ Кырен	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	$B_{\mathrm{T}}$	2024	0,61	0,09	_	0,06													
	ПС 110 кВ			ПС 35 кВ Аршан	ТУ на ТП ме			2024	0,62	0,02	_	0,06													
2	Кырен	2020	8,81	ПС 35 кВ Жемчуг	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	BT	2024	0,28	0,02	_	0,03	8,99	8,99	8,99	8,99	8,99	8,99							
	Кыреп			ПС 35 кВ Нилова Пустынь	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	$\mathbf{B}_{\mathrm{T}}$	2024	0,12	0,01	_	0,01													
				ПС 35 кВ Наран	ООО «ИМЦ»	20.0300. 3646.21	14.10.2021	2024	4,54	0,00	10	3,18													
				ПС 35 кВ АРЗ	ООО «Байкалпромгаз»	20.0300. 5870.19	18.12.2019	2024	1,60	0,00	н/д	1,28													
						24.76	24.76	2176	_	ПС 110 кВ Южная	ТУ на ТП менее	нее 670 кЕ	B <sub>T</sub>	2024	3,60	0,33	10 0,4	0,36							
												ПС 35 кВ Наран	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	Вт	2024	0,10	0,00	0,4	0,01	1				
3	ПС 110 кВ	2022							ПС 35 кВ Нижняя Иволга	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	Вт	2024	1,63	0,25	0,4	0,16	41 150	41 150	41 150	41 150	41 150	41 150		
3	Южная	2022	34,76	ПС 35 кВ Нижний Саянтуй	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	Вт	2024	2,55	0,09	0,4	0,25	41,138	41,138	41,138	41,138	41,138	41,158							
				ПС 35 кВ КТП-11	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	Вт	2024	0,66	0,01	6 0,4	0,07													
				ПС 35 кВ Пестерево	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	$B_{\mathrm{T}}$	2024	0,02	0,00	0,4	0,00													
				ПС 35 кВ Полигон	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	$B_{\mathrm{T}}$	2024	0,68	0,02	6 0,4	0,07													
				ПС 35 кВ Горводоподъем	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	Вт	2024	0,73	0,04	0,4	0,07													

	Наименование		ия нагрузка за пие 5 лет	Наименование ЦП, к которому		Номер	Лото	Планируе-	Заявленная вновь	Ранее присоединен-	$U_{ ext{HOM}}$	Прирост нагрузки по ТУ		Перспе	ктивная	нагрузк	a, MBA	
<b>№</b> п/п	ЦП 110 кВ и выше	Год	MBA	осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	1	Дата заключения договора ТП	12 THE PROPERTY OF THE PARTY OF	присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	по актам	ной	на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 r.	2028 г.	2029 г.
				ПС 35 кВ АРЗ	ТУ на ТП ме	нее 670 кЕ	Вт	2024	3,02	0,62	0,4	0,30						

### ПС 110 кВ Комсомольская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 2,97 MBA. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,14 % от  $S_{\rm ддн}$ , что превышает  $S_{\rm ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [3] 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 1,20 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,07 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\phi \text{акт}} + \sum S_{\text{тv}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \tag{1}$$

где  $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$  – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,97 + 1,07 + 0 - 0 = 4,04 \text{ MBA}.$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 153,78 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования  $\Pi$ С 110 кВ Комсомольская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на  $\Pi$ С 110 кВ Комсомольская расчетный объем  $\Gamma$ АО составит 1,41 MBA.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 4,04 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 существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2  $2\times2,5$  MBA на  $2\times6,3$  MBA.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

### ПС 110 кВ Кырен.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 8,81 MBA. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 116,56% от  $S_{\rm ддн}$ , что превышает  $S_{\rm ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] 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 1,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,18 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8.81 + 0.18 + 0 - 0 = 8.99 \text{ MBA}.$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118,95 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования  $\Pi$ С 110 кВ Кырен ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на  $\Pi$ С 110 кВ Кырен расчетный объем ГАО составит 1,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,99 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 MBA на 2×10 MBA.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

### ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 34,76 MBA. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115,87 % от  $S_{\rm ддн}$ , что превышает  $S_{\rm ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,9 °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 19,12 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,40 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34,76 + 6,40 + 0 - 0 = 41,16 \text{ MBA}.$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 137,19 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования  $\Pi$ С 110 кВ Южная ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на  $\Pi$ С 110 кВ Южная расчетный объем  $\Gamma$ АО составит 11,16 MBA.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 41,16 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 MBA на 2×63 MBA.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

- 2.2.2 <u>Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже</u>
- 2.2.2.1 <u>Мероприятия, необходимые для реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на территории Республики Бурятия</u>

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс — порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с решениями Протоколов совещаний под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр и от 31.08.2021 № НШ-249/1пр приведен в таблице 10.

Таблица 10 — Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс — порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых в энергосистеме Республики Бурятия

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
Пер	подстанций железнодор	ализации мероприятий по обеспечению внешнего з ожного направления Кузбасс – Дальний Восток в борудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ		
1		Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой двух УШР 220 кВ мощностью не менее 50 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью не менее 52 Мвар каждая	Сети	ПАО «Россети»
2	ПС 500 кВ Нижнеангарская	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	Сети	ПАО «Россети»
3		Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Сети	ПАО «Россети»
4		Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Сети	ПАО «Россети»
5	ПС 220 кВ Таксимо	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, с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	Сети	ПАО «Россети»
6	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	Сети	ПАО «Россети»
7	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	Сети	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 <u>Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше</u>

<u>Мероприятия, необходимые для обеспечения возможности синхронной</u> 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 и строительство третьей цепи 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 Городская Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11;
- ВЛ 220 кВ Городская Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11;
- ВЛ 220 кВ Хани Чара № 1;
- ВЛ 220 кВ Хани Чара № 2;

- ВЛ 220 кВ Даурия Могоча;
- ВЛ 220 кВ Могоча Амазар;
- ВЛ 220 кВ Семиозерный Могоча.

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.

Дальнейшее увеличение пропускной способности линий электропередачи, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири, обеспечивается путем выполнения следующих мероприятий:

- реконструкция ПС 220 кВ Чара 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, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара Тында (Магистральная);
- реконструкция ПС 220 кВ Тында (Магистральная) со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара Тында (Магистральная);
- строительство ВЛ 500 кВ Чара Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 570 км;
- строительство ВЛ 500 кВ Таксимо Чара ориентировочной протяженностью 239 км;
- строительство ВЛ 500 кВ Даурия Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 157 км.
- 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.

- 3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024-2029 годы
- 3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 11 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Бурятия, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Бурятия

<b>№</b> п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
			Более 1	00 МВт			
1	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	220,0	241,0	220	2024	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 кВ Янчукан ПС 220 кВ Ангаракан 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		ПС 220 кВ Мухоршибирь ПС 220 кВ Саган-Нур
			Более 5	50 МВт			
3	ООО «Озерное» (добыча полиметаллических руд)	ООО «Озерное»	0,0	82,0	220	2023	ПС 220 кВ Озерная

<b>№</b> п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
			Более	10 MBT			
4	Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	ООО «ТК «Гусиноозерский»	27,6	27,6	220		Гусиноозерская ГРЭС ПС 220 кВ Мухоршибирь
5	Электроснабжение центральной части города	МУ «Улан- УдэСтройзаказчик»	0,0	14,0	6	2023	Новая ПС 110 кВ
6	АО «Хиагда» (добыча урановых руд)	AO «Хиагда»	7,0	3,0	110	2024	Читинская ТЭЦ-1
		Инвестиционные	проекты по информации	от исполнительны	х органов субъ	ектов РФ	
7	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	0,0	156,8	Не определено	2025–2026 2029	Не определен
8	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	Электроотопление ИЖС Улан-Удэнская агломерация	0	51,8	Не определено	2025–2026	Не определен

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия на период 2024—2029 годов, представлен в таблице 12.

Таблица 12 — Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6383	6859	7383	8415	9473	9699	9745
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт-ч	-	476	524	1032	1058	226	46
Годовой темп прироста, %	_	7,46	7,64	13,98	12,57	2,39	0,47

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Бурятия прогнозируется на уровне 9745 млн к $B \tau \cdot \tau$ . Среднегодовой темп прироста составит 7,48 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 1058 млн кВт·ч или 12,57 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается 2029 году и составит 46 млн кВт·ч или 0,47 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Бурятия учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 11.

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



Рисунок 4 — 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;
- увеличением потребления на действующих производствах;
- реализацией ОАО «РЖД» проекта «Кузбасс-порты Дальнего Востока».

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия за период 2024—2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1142	1201	1271	1455	1583	1590	1703
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	-	59	70	184	128	7	113
Годовой темп прироста, %	_	5,17	5,83	14,48	8,80	0,44	7,11
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5589	5711	5809	5784	5984	6100	5722

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия к 2029 году прогнозируется на уровне 1703 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 7.87 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 184 МВт или 14,48 %, что обусловлено реализацией развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД», наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 7 МВт или 0,44 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в целом в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. К 2029 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5722 ч/год.

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

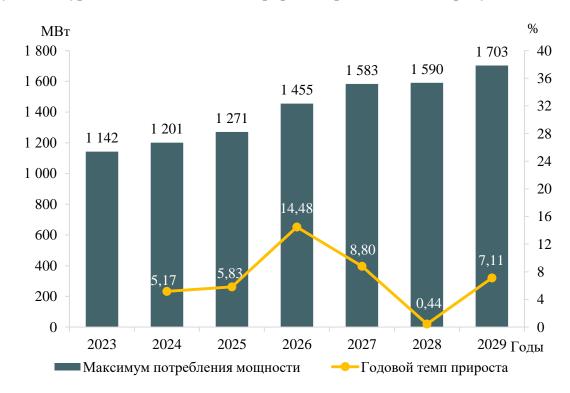


Рисунок 5 — Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в период 2024—2029 годов предусматриваются в объеме 100 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Бурятия в 2023 году и в период 2024—2029 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 — Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	_	100,0	_	_	_	_	_	100,0
ВИЭ – всего	_	100,0	_	_	_	_	_	100,0
СЭС	_	100,0	_	_	_	_	_	100,0

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в объеме 100 MBт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в период 2024—2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 20 МВт на Гусиноозерской ГРЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия в 2029 году составит 1643,8 МВт. К 2029 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Бурятия по сравнению с отчетным годом снизится доля ТЭС с 92,45 % до 86,92 %, доля СЭС возрастет с 7,55 % до 13,08 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия представлена на рисунке 6.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия, MBт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	1523,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8
ТЭС	1408,8	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8
ВИЭ – всего	115,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0
СЭС	115,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0

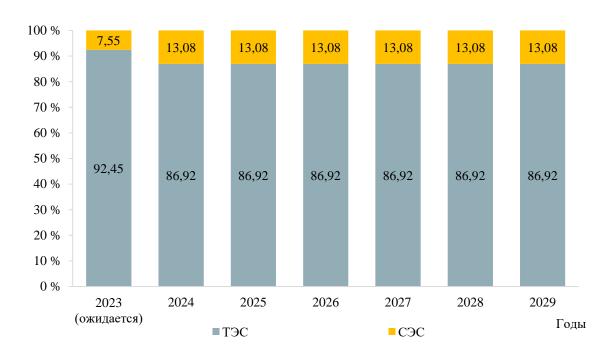


Рисунок 6 — Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Бурятия

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 2024–2029 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Республики 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 16 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, также a объектов электросетевого принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Бурятия.

Таблица 16 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Бурятия

№ п/п Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт															
													ООО «Полюс Сухой Лог»	-	229,00															
													ОАО «РЖД»	142,682	213,7															
													ООО «ИНК»	_	65,00															
		500	MBA	3×167+	_	_	_	_	_	_	501+167	1. Обеспечение прогнозного	AO «Тонода»	_	32,00															
		300	WIDI	167							3011107	потребления электрической энергии и(или) мощности.	ПАО «Высочайший»	_	20,00															
												2.Обеспечение технологического	ПАО «Газпром»	-	14,00															
Строительство ПС 500 кВ												присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог»,	ПАО «Газпром»	_	13,50															
Нижнеангарская с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ												ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.	ПАО «Газпром»	-	9,45															
мощностью 501 MBA (три однофазных автотрансформатора		500	Мвар	1×180	_	_	_	_	_	_	180		ПАО «Газпром»	_	9,05															
мощностью 167 MBA каждый) с резервной фазой 167 MBA,	ПАО												ПАО «Газпром»	_	8,50															
установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ	«Россети»												ООО «Полюс Сухой Лог»	_	229,00															
Нижнеангарская – Усть-Кут № 1,												1. Исполнение решений	ОАО «РЖД»	142,682	213,7															
двух УШР 220 кВ мощностью не													ООО «ИНК»	_	65,00															
менее 50 Мвар каждый, двух				2×50							протокола совещания под	AO «Тонода»	_	32,00																
БСК 220 кВ мощностью не менее 52 Мвар каждая		220	Мвар		_	_	_	_	_	_	100	руководством Министра энергетики Российской	ПАО	-	20,00															
												Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр.	ПАО «Газпром»	_	14,00															
																												2.Обеспечение технологического	ПАО «Газпром»	_
												присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог»,	ПАО «Газпром»	_	9,45															
		220	Мвар	2×52	_	-	_	_	_	_	104	ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.	ПАО «Газпром»	_	9,05															
													ПАО «Газпром»	_	8,50															
												1. Исполнение решений протокола совещания под	ООО «Полюс Сухой Лог»	-	229,00															
Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой												руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от	ОАО «РЖД»	142,682	213,7															
второго автотрансформатора 2 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных	ПАО «Россети»	500	MBA	3×167	-	_	_	_	_	_	501	18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение	ПАО «Высочайший»	-	20,00															
автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)										_ 301		технологического присоединения потребителей	ПАО «Газпром»	-	14,00															
167 MBA каждый)												ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ПАО «Газпром»	-	9,05															

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт		
	Реконструкция ПС 500 кВ												1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской	ООО «Полюс Сухой Лог»	_	229,00		
3	Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	_	_	_	_	_	_	180	Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического	ОАО «РЖД»	142,682	213,7		
	Таксимо												присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	ПАО «Высочайший»	-	20,00		
													1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра	ООО «Полюс Сухой Лог»	_	229,00		
	Реконструкция ПС 500 кВ												энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от	ОАО «РЖД»	142,682	213,7		
	Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	_	_	_	-	_	_	180	18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение	ПАО «Высочайший»	_	20,00		
	Кут № 2												технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог»,	ПАО «Газпром»	_	14,00		
													ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ПАО «Газпром»	_	9,05		
														ООО «Полюс Сухой Лог»	-	229,00		
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7		
														ООО «ИНК»	_	65,00		
													1. Обеспечение прогнозного	АО «Тонода»	_	32,00		
	Строительство ВЛ 500 кВ												потребления электрической энергии и(или) мощности.	ПАО «Высочайший»	_	20,00		
5	Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью	ПАО «Россети»	500	КМ	480	_	_	_	_	_	_	480	2.Обеспечение технологического	ПАО «Газпром»	_	14,00		
	480 км												присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК»,	ПАО «Газпром» ПАО	-	13,50		
													ПАО «Газпром» и т. д.	«Газпром» ПАО	_	9,45		
														«Газпром»	_	9,05		
													1 Managaraga	ПАО «Газпром»	_	8,50		
													1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра	ООО «Полюс Сухой Лог»	_	229,00		
	Строительство ВЛ 500 кВ												энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от	ОАО «РЖД»	142,682	213,7		
6	Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью	ПАО «Россети»	500	КМ	_	480	_	_	_	_	_	480	18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение	ПАО «Высочайший»	-	20,00		
	рриентировочной протяженностью «l 180 км						_					_	- 400	технологического присоединения потребителей	технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог»,	ПАО «Газпром»	_	14,00
													ОАО «Полюс Сухои лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ПАО «Газпром»	_	9,05		

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
7	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	ПАО «Россети»	500	КМ	_	230	_	_		_	_	230	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение	ООО «Полюс Сухой Лог» ОАО «РЖД»	142,682	229,00 213,7
	ориентировочной протяженностью 230 км	«Россети»											технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	ПАО «Высочайший»	-	20,00
	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и												1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра	ООО «Полюс Сухой Лог»	-	229,00
8	установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора	ПАО «Россети»	500	MBA	-	3×167 +167	-	_	_	_	-	501+167	энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение	ОАО «РЖД»	142,682	213,7
	мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар		500	Мвар	_	180+60	_	_	_	_	_	180+60	технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	ПАО «Высочайший»	-	20,00
9	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 40 МВА	ООО «Тепличный	220	MBA	-	1×40	-	-	-	_	-	40	Обеспечение технологического	ООО «Тепличный		
10	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС — Мухоршибирь (ГМШ-260) до ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский ориентировочной протяженностью 0,748 км	«тепличный комплекс «Гусино- озерский»	220	КМ	-	0,748	-	-	1	_	-	0,748	присоединения потребителя ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	«Тепличный комплекс «Гусино- озерский»	_	27,60
	Строительство ПС 220 кВ Ульги с двумя трансформаторами 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	MBA	_	2×25	-	-	-	_	-	50	Обеспечение технологического			
12	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	присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	26,60
13	Строительство ПС 220 кВ Янчуй с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	-	1×40	-	-	-	_	-	40	Обеспечение технологического			
14	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	присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	_	18,56
	Строительство ПС 220 кВ ЦОД с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Битривер-Б»	220	MBA	1×125	-	-	-	-	-	-	125	05			
16	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Битривер-Б»	ООО «Битривер-Б»	_	100,00
17	Реконструкция ПС 220 кВ Дабан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	1×25	_	-	-	-	_	-	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	27,878

№ Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
Реконструкция ПС 220 кВ Окусикан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	MBA	1×40	-	_	-	-	_	-	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	38,61
Строительство ПС 110 кВ Культурная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый		110	MBA	2×16	ı	_	-	I		I	32	Обеспечение технологического	МУ «Улан-		
Медведчиково – Северная с отпайками І, ІІ цепь (МСЗ-183, МС-184) до ПС 110 кВ Культурная ориентировочной протяженностью 5,714 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	КМ	2×5,714	ı	_	1	ľ	ı	l	11,428	присоединения потребителя МУ «Улан-Удэстройзаказчик»	Удэстрой- заказчик»	_	14,00
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
Реконструкция ПС 110 кВ Комсомольская с заменой	ПАО «Россети Сибирь»	110	MBA	2×6,3	-	_	_		_	_	12,6	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	ООО «Эгитинский ГОК Плюс»	2,2	1,20

# 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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	500	КМ	-	_	_	-	_	_	239	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	КМ	-	-	-	-	-	239	-	239	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

<b>№</b> п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
1	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	MBA	2×6,3	_	_	_	-	_	_	12,6	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эгитинский ГОК Плюс»
2	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	MBA	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
3	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	MBA	2×63	-	-	-	ı	-	-	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.     2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

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

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

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [4], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [5], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

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

<b>№</b> п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ Джидинской СЭС с трансформатором 110/10,5/10,5 кВ мощностью 62,9 МВА	110	MBA	-	1×62,9	-	ı	ı	ı	I	62,9	Джидинская	000	
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Селендума — Джида (СД-107) до РУ 110 кВ Джидинской СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	110	КМ	_	0,1	_	-	ı	l	l	0,1	джидинская СЭС	«Юнигрин Пауэр»	50
3	Строительство РУ 110 кВ Новобичурской СЭС с трансформатором 110/10,5/10,5 кВ мощностью 62,9 МВА	110	MBA	_	1×62,9	-	ı	I	ı	ľ	62,9		000	
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Окино-Ключи — Бичура (ОКБ-150) до РУ 110 кВ Новобичурской СЭС ориентировочной протяженностью 1,65 км	110	КМ	_	1,65	-	1	-	-	1	1,65	Новобичурская СЭС	«Юнигрин Пауэр»	50

# 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 проектов 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 проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

- 1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Россети» на 2020—2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;
- 2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;
  - 3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [6]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

- сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);
- прогноза социально-экономического развития Российской Федерации 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 %).

## 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 [7];
- 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 HBB от услуги по передаче электрической энергии всех TCO и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех TCO 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Республики Бурятия осуществляют свою деятельность 10 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 94 % 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);
- информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативнодиспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;
  - 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Приказ Республиканская служба по тарифам Республики Бурятия от 26.12.2018 № 1/49.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных TCO 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 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 непревышения совокупного объема заемных средств в размере 3,5×ЕВІТОА 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. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % 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 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – 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/ЕВІТОА 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)

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

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
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 2023 год приказом Республиканской службы по тарифам Республики Бурятия от 28.11.2022 № 1/37 (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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 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

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 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).

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 2023 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 экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех						
категорий потребителей по прогнозу	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Минэкономразвития России						
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Республики Бурятия по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	28,5 %	6,3 %	4,1 %	4,3 %	2,4 %	0,5 %

# 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 TCO, 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 утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

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 Республики Бурятия представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Бурятия (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	674	794	972	1026	1026	1026
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	169	177	185	ı	_	_
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	766	948	1210	985	985	985

#### 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 23 и на рисунке 7.

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 23 — 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	8,4	9,0	9,5	10,1	10,5	10,9
HBB	млрд руб.	8,8	9,3	9,9	10,6	10,9	11,2
ΔHBB (HBB - ΠBB)	млрд руб.	0,3	0,3	0,4	0,5	0,4	0,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3
Среднегодовой темп роста	%	_	100	102	102	102	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4
Среднегодовой темп роста	%	_	99	103	102	101	102
∆ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

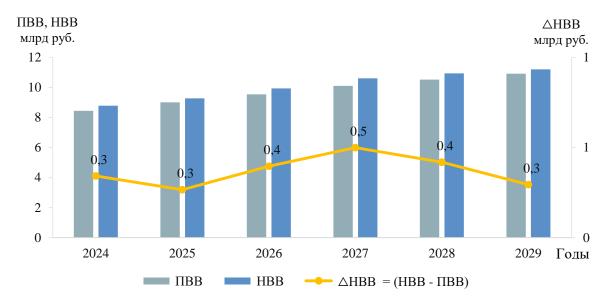


Рисунок 7 — Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Бурятия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 23, <u>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.</u>

#### 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 единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

- сценарий 1 рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 2 снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 3 средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.
- В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,9 и 1,2 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

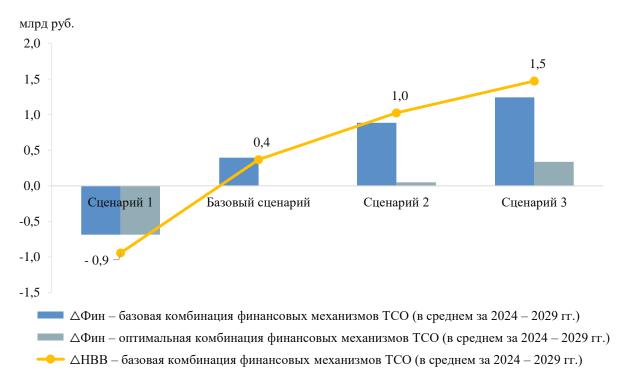


Рисунок 8 — Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Бурятия

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках			
финансирования прогнозных	0 %	0 %	0 %
капитальных вложений			
Доля объемов бюджетного			
финансирования в источниках	28 %	84 %	94 %
финансирования прогнозных	28 70	04 /0	9 <del>4</del> /0
капитальных вложений			
Доля чистой прибыли предшествующего	0 %	0 %	0 %
года, распределяемой на дивиденды	0 70	0 70	0 70
Средневзвешенная процентная ставка по	8 %	8 %	8 %
заемным средствам	<i>G 7</i> 0	G /0	O /0

Как видно из рисунка 8, <u>в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии за счет изменения финансовых механизмов (таблица 24). В сценарии 2 и наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.</u>

#### **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 2029 году в объеме 9745 млн кВт $\cdot$ ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 7,48 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия к 2029 году увеличится и составит 1703 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста -7.87 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия в период 2024—2029 годов прогнозируется в диапазоне 5711—6100 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в период 2024—2029 годов предусматриваются в объеме 100 МВт на СЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Бурятия в период 2024—2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 20 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Бурятия в 2029 году составит 1643,8 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети и установке комплексов устройств P3A обеспечит (модернизации) И функционирование энергосистемы Республики Бурятия в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых функционирования электростанций И позволит повысить эффективность энергосистемы Республики Бурятия.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1711,019 км, трансформаторной мощности 2071,8 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 проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055 (дата обращения: 24.08.2023).
- 2. 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: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 24.08.2023).
- 3. 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: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 24.08.2023).
- 4. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», зарегистрирован М-вом юстиции 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023. Текст : электронный. URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 24.08.2023).
- 5. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям: утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации ОΤ 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным

- лицам, к электрическим сетям». Текст : электронный. URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 24.08.2023).
- 6. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии: утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности ПО производству электрической энергии И схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований К обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности И безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст: электронный. – URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 24.08.2023).
- 7. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. Текст : электронный. URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 24.08.2023).
- 8. 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: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025 (дата обращения: 24.08.2023).

### 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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
	кинания	номер	ооорудования			Ус	тановленна	ая мощност	ь (МВт)				
Энергосистема Республики Бурятия	1						T	г	1		1	Г	1
Гусиноозерская ГРЭС	АО «Интер РАО- Электрогенерация»												
	электрогенерации//	1	K-200-130-3		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2.	K-190(210)-130		190,0	190,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	Модернизация в 2024 г.
		3	K-200-130-3	Уголь, мазут	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	подеринации в 20211.
		4	K-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		5	K-210(215)-130		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		6	K-210(215)-130		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
Установленная мощность, всего		_	-	_	1224,0	1224,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0	1244,0	
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ПАО «ТГК-14»				122 .,0	122 .,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
The transfer of the transfer o	1110 ((11111))	1	P-12-35/5M		8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	
		3	P-12-3,4/0,1	Уголь, мазут	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ПР-30-90/10/1,3	1	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		7	Тп-100/110-8,8	1	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	
	010 0				- 7-	- /-	- 7-		- , -	- , -	- 7-	- /-	
TOUR C	ОАО «Селенгинский												
ТЭЦ Селенгинского целлюлозно-	целлюлозно-			Уголь, мазут,									
картонного комбината	картонный			кора и									
	комбинат»			древесные									
		1	ПТ-12-35/10	отходы	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-12-35/5	· · ·	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	P-12-35/5		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	
	ООО «Авелар Солар					,							
Бичурская СЭС	Технолоджи»												
		_	ФЭСМ	_	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	
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	
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	
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	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		_	-	1			50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Хоринская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»						23,0	2 3,0	2 3,0	2 3,0	2 3,0	2 0,0	
		_	ФЭСМ	_	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		_	-	1	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	

Электростанция	Генерирующая	Станционный	Тип генерирующего	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
	компания	номер	оборудования			Ус	тановленна	я мощності	(MBT)				
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	1	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		_	_	1	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)	_			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	

### 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

Ê	Т	J.1 110 <sub>1</sub>	pe terra peasi	изуемых и перспективных мер	оприятии по р	извитию э. Г	Г	I					• •	•	cerryo	лики Бури	ии	I	Инвестиции
Л	<u>°</u> П Энергос	система	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023		Необход 2025				2029	2023– 2029	Планируе- мый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с	за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
	Забайкал кра Респуб Буря	оая, ⁄блики	Респуолика Буратия	Строительство ВЛ 500 кВ Таксимо — Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	500	КМ	_	-	ı	-	-	_	239	239	-	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	14022,71	14022,71
2	Забайкал кра Респуб Буря	рая, ⁄блики		Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ПАО «Россети»	220	КМ	-	-	I	-	ı	239	I	239	2028 <sup>3)</sup>	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	7769,79	7769,79
3	Респуб Буря		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	MBA	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	179,98	179,98
4	Респуб Буря		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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	MBA	2×63						-	126	-	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	322,37	322,37

								Необходимый год реализации <sup>1)</sup>										Инвестиции
<b>№</b>	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения кВ	Единица измерения	2023		2025		2027	2028	2029	2023– 2029	Планируе- мый год Основ реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с	соответству-
			Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три	ПАО «Россети»	500	MBA	3×167 +167	-	-	-	-	-	-	501+ 167		Обеспечение прогнозного потребления		
			однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА,	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	-	-	_	_	-	_	180		электрической энергии и(или) мощности		
			установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская — Усть-Кут № 1, двух УШР 220 кВ мощностью не	ПАО «Россети»	220	Мвар	2×50	_	_	_	_	_	_	100	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		
5	Республики Бурятия	Республика Бурятия	менее 50 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью не менее 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	-	-	_	_	ı	_	104				
			Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	MBA	3×167	-	-	-	-	-	_	501				11692,58
			Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская — Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	-	-	-	-	-	-	180				
6	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская — Таксимо	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	-	-	-	-	-	-	180				
7	Иркутской области, Республики Бурятия		Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская — Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	КМ	480	-	-	-	-	-	-	480	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
8	Иркутской области, Республики Бурятия	Республика Бурятия	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская — Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	KM	-	480	-	-	-	-	-	480	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	38910,00	24060,83

	1				<u> </u>	l	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>											Инвестиции
<b>Ν</b>	<b>энепгосистема</b>	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023		2025		2027	2028		2023– 2029	Планируе- мый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с	за период 2023—2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
9	Республики Бурятия	Республика	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская — Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	ПАО «Россети»	500	КМ	_	230	-	-	_	_	-	230	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		
10	Республики	Республика	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три	ПАО «Россети»	500	MBA	_	3×167 +167	-	-	_	_	ı	501+ 167	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		14375,39
10	Бурятия		однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	_	180+ 60	-	-	_	_	-	180+ 60		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		

					1		Ι	1	Необхол	іимый г	од реал	изапии	.)					Инвестиции
Л		Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023		2025		2027	2028	2029	2023– 2029	Планируе- мый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	за период 2023—2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
1	Республики Бурятия	Республика Буратия	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	110	MBA	2×6,3	-	_			-	_	12,6	_	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	134,49	134,49

Примечания

<sup>1</sup> Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

<sup>2 &</sup>lt;sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

<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.