

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ
ТЫВА

КНИГА 1

КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	20
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	20
2.1.1 Энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая	20
2.1.2 Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая.....	23
2.1.3 Энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая	25
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	27
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	27
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	38
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	48
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	49
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	49
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	49
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	50
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	50
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	55
3.3	Прогноз потребления мощности.....	56
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	58
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	61
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	61
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 Красноярского края	64
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	75
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	80
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	82
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Геологическая.....	83
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая	87
5.3	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Емельяново-110, ПС 110 кВ Солонцы и строительству ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная.....	92
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	99

7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	100
7.1	Основные подходы	100
7.2	Исходные допущения.....	101
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	104
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	105
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	107
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	109
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	114
	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.....	118

Книга 2

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДС	–	деление сети
ДЦ	–	диспетчерский центр
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КРУ	–	комплектное распределительное устройство
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
ОН	–	отключение нагрузки
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление

РП	– (электрический) распределительный пункт
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	– средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
SRM	– схемно-режимные мероприятия
T	– трансформатор
ТГК	– территориальная генерирующая компания
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШРТ	– управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа
ФАС России	– Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на 2025–2030 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Красноярский край»;
- книга 2 «Республика Тыва».

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

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Красноярского края и Республики Тыва.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Красноярского края и Республики Тыва и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Красноярского края и Иркутской области;

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

– филиал ПАО «Россети» – Хакасское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Тыва, Республики Хакасия, а также юга Красноярского края;

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

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва связана с энергосистемами:

– Республики Алтай и Алтайского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Иркутской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

– Кемеровской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Республики Хакасия (Филиал АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 7 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Монголия (ДЦ АК «Западная региональная энергетическая система Монголии»): ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Красноярского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «РУСАЛ Красноярск»	2024,0
АО «БоАЗ»	493,0
ОАО «РЖД» (Красноярская ЖД)	487,0
АО «РУСАЛ Ачинск»	317,0
ООО «РН-Ванкор»	288,0
ООО «Электросеть ЕС»	179,0
АО «Полюс Красноярск»	147,0
АО «ПО «ЭХЗ»	102,0
Более 50 МВт	
Электростанция «Левобережная»	96,0
ООО «БАМОВСКАЯ ТЭС-1» (электростанция ТПК)	80,0
АО «Транснефть-Западная Сибирь» в границах Красноярского края	58,0
ООО «КраМЗ-ТЕЛЕКОМ»	54,0
ООО СК «Энергоальянс»	53,0
МУПЭС	53,0
ООО «Лиард-Инвест»	53,0
Ангарский филиал АО «КрасЭКо»	53,0
Более 20 МВт	
АО «СУЭК-Красноярск»	43,0
ФГУП «ГХК»	39,0
АО «АНПЗ ВНК»	36,0
ООО «Соврудник»	33,0
ООО «Мега-А»	27,0
АО «Горевский ГОК»	25,0
АО «ХК «Сибцем»	24,0
Филиал «Красноярская Теплосеть»	22,0
АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	22,0
ООО «КрасКОМ»	22,0
Электростанция «Западная»	21,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, на 01.01.2024 составила 16039,6 МВт, в том числе: ГЭС – 9002,4 МВт, ТЭС – 7037,2 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	15948,0	144,8	63,2	+10,0	–	16039,6
ГЭС	9002,4	–	–	–	–	9002,4
ТЭС	6945,6	144,8	63,2	+10,0	–	7037,2

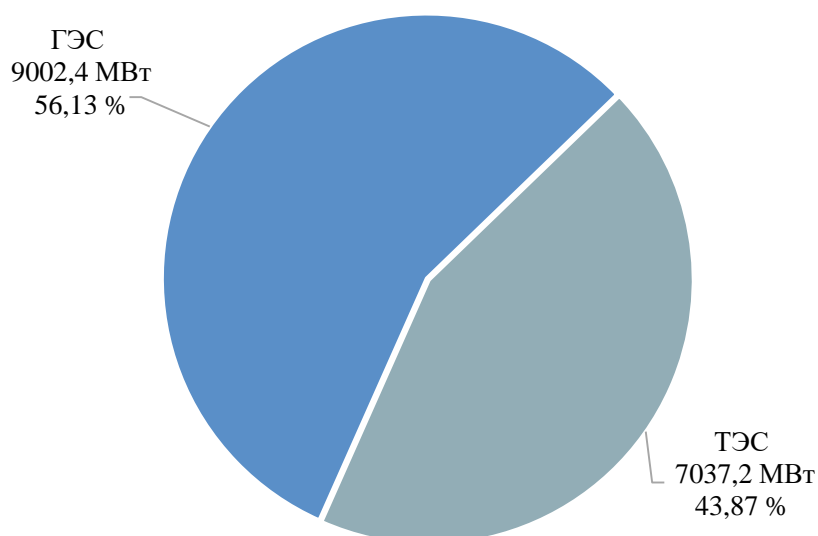


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2023 году составило 65083,0 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 35823,7 млн кВт·ч, ТЭС – 29259,2 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	59745,2	57788,4	59365,6	63541,3	65083,0
ГЭС	35789,7	39712,8	41926,7	34953,7	35823,7
ТЭС	23955,5	18075,7	17439,0	28587,6	29259,2

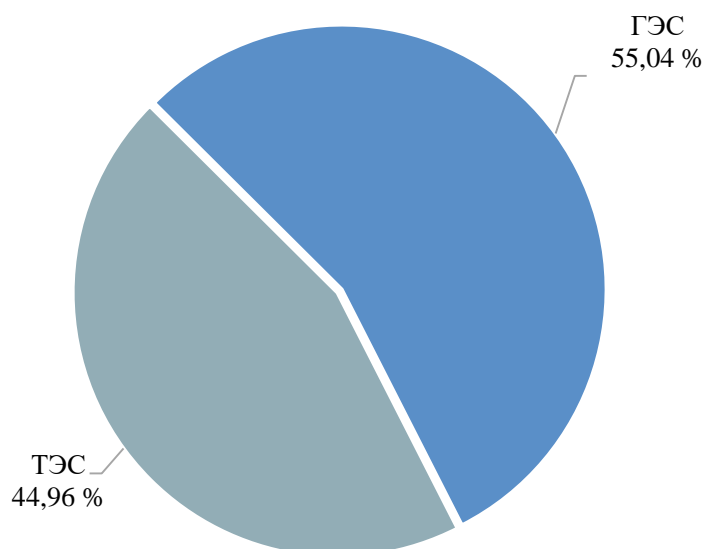


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	47816	47491	48597	50128	51691
Годовой темп прироста, %	3,79	-0,68	2,33	3,15	3,12
Максимум потребления мощности, МВт	6699	6890	6821	6800	7508
Годовой темп прироста, %	0,31	2,85	-1,00	-0,31	10,41
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7138	6893	7125	7372	6885

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	05.02 15:00	28.12 14:00	26.01 08:00	11.12 13:00	13.12 14:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-34,5	-37,7	-34,0	-19,1	-29,8
<i>Красноярский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	47010	46688	47789	49291	50779
Годовой темп прироста, %	3,86	-0,68	2,36	3,14	3,02
Доля потребления электрической энергии Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	98,3	98,3	98,3	98,3	98,2
Потребление мощности (совмещенное) Красноярского края на час прохождения максимума энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, МВт	6555	6747	6688	6647	7338
Годовой темп прироста, %	0,48	2,93	-0,87	-0,61	10,40
Доля потребления мощности Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	97,9	97,9	98,1	97,8	97,7
Число часов использования потребления мощности, ч/год	7172	6920	7145	7416	6920

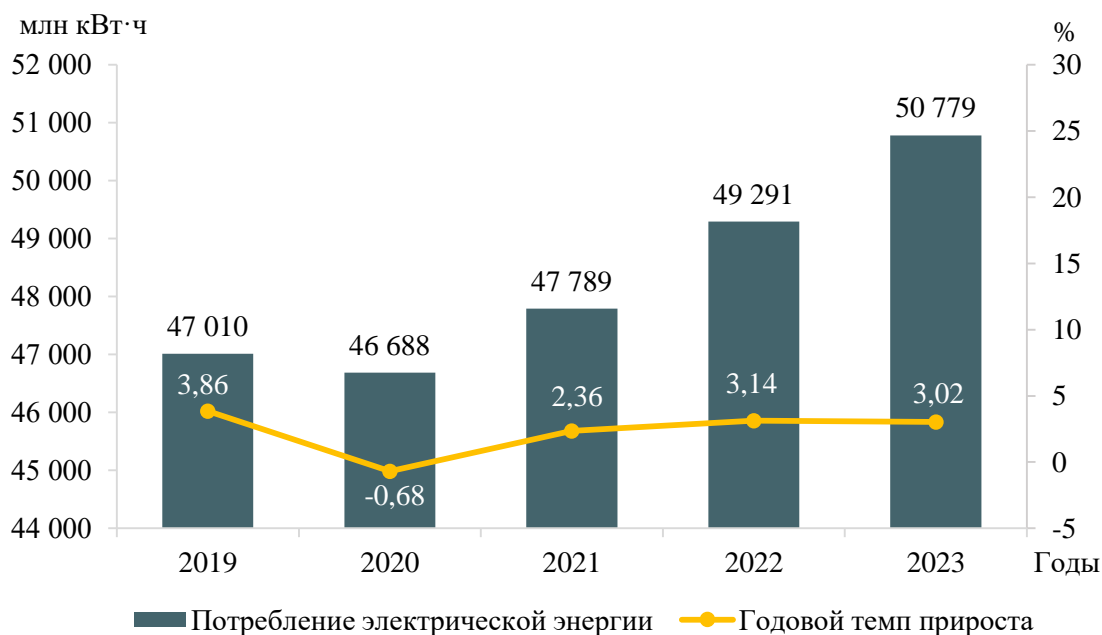


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории Красноярского края и годовые темпы прироста

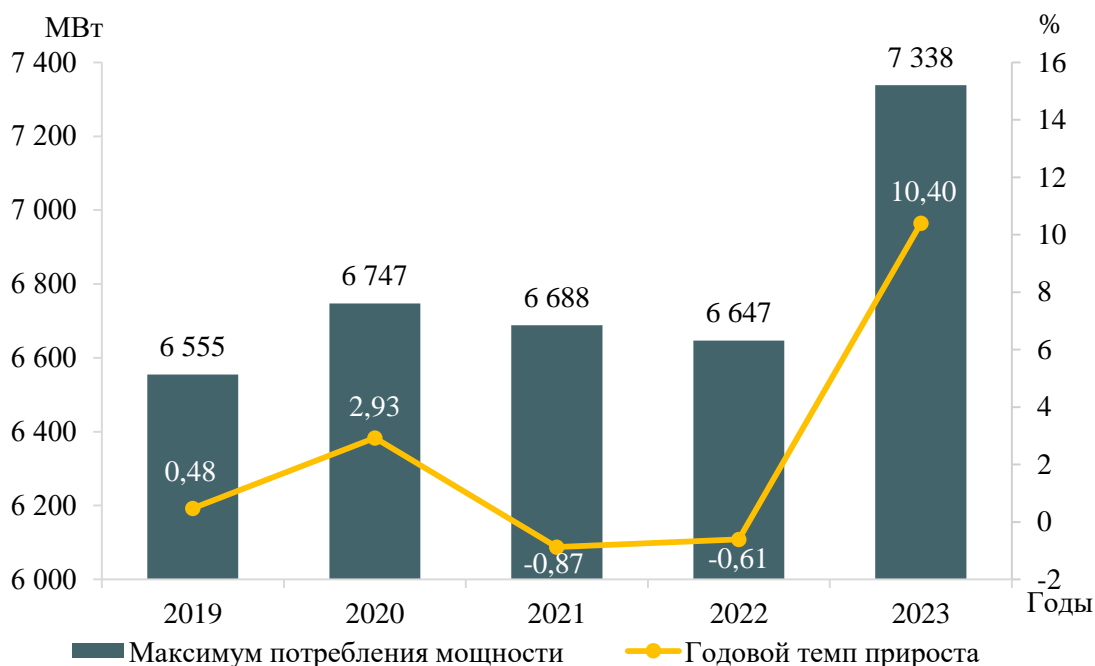


Рисунок 4 – Потребление мощности Красноярского края и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва увеличилось на 5623 млн кВт·ч и составило в 2023 году 51691 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,33 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,79 % в 2019 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,68 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва увеличился на 830 МВт и составил 7508 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,37 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,41 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2021 году и составило 1,00 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва был зафиксирован в 2023 году в размере 7508 МВт.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии по территории Красноярского края увеличилось на 5518 млн кВт·ч и составило 50779 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,33 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,86 % в 2019 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,68 %.

Доля Красноярского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы незначительно снизилась с 98,3 % в 2019 году до 98,2 % в 2023 году (или на 0,1 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности Красноярского края увеличилось на 814 МВт и составило 7338 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,38 %. Следует отметить, что дату и время прохождения годового максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва определяет потребность Красноярского края.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,40 % в 2023 году, как и по энергосистеме в целом и обусловлен ростом потребления в области информации и связи. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2021 году и составило 0,87 %, что обусловлено более теплой зимой.

Доля Красноярского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период незначительно снизилась: с 97,9 % до 97,7 % (или на 0,2 процентных пункта).

Исторический максимум потребления мощности Красноярского края был зафиксирован в 2023 году в размере 7338 МВт.

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

- запуском в 2019 году второго комплекса первой очереди алюминиевого завода АО «БоАЗ»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- разницей температур наружного воздуха в период прохождения годовых максимумов потребления мощности энергосистемы;
- ростом потребления населением и в сфере услуг.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь до ПС 110 кВ БИО-4 протяженностью 37,45 км	АО «Полюс Красноярск»	2019	37,45 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь до ПС 110 кВ БИО-4 протяженностью 37,45 км	АО «Полюс Красноярск»	2019	37,45 км
3	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Высокое с отпайкой на ПС 110 кВ Нойбинская I цепь протяженностью 119,9 км	ООО «Соврудник»	2020	119,9 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Высокое с отпайкой на ПС 110 кВ Нойбинская II цепь протяженностью 119,9 км	ООО «Соврудник»	2020	119,9 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Узловая – Шумково-0 I цепь с отпайками до ПС 110 кВ П-4 протяженностью 0,0966 км	АО «КрасЭКо»	2020	0,0966 км
6	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ БИО-4 до ПС 110 кВ Видная протяженностью 0,879 км	АО «Полюс Красноярск»	2021	0,879 км
7	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ БИО-4 до ПС 110 кВ Видная протяженностью 0,879 км	АО «Полюс Красноярск»	2021	0,879 км
8	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Крупская тяговая – Курагино тяговая (Д-26) и ВЛ 220 кВ Курагино тяговая – Ирбинская (Д-27) с их объединением через участок протяженностью 1,176 км и образованием ВЛ 220 кВ Ирбинская – Крупская тяговая	ПАО «Россети»	2021	1,176 км
9	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ирбинская – Кошурниково тяговая (Д-28) и ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Щетинкино тяговая (Д-29) с их объединением через участок протяженностью 0,772 км и образованием ВЛ 220 кВ Ирбинская – Щетинкино тяговая	ПАО «Россети»	2021	0,772 км
10	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Камала-1 – Саянская тяговая №1 с переустройством трассы линии протяженностью 0,533 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2021	0,533 км
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Крол тяговая протяженностью 65,3 км	ПАО «Россети»	2021	65,3 км
12	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая протяженностью 71,085 км	ПАО «Россети»	2021	71,085 км
13	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая – Крол тяговая протяженностью 90,9 км	ПАО «Россети»	2021	90,9 км
14	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Щетинкино тяговая – Крол тяговая (Д-30) и ВЛ 220 кВ Крол тяговая – Мана тяговая (Д-31) с их объединением через участок протяженностью 1,943 км и образованием ВЛ 220 кВ Мана тяговая – Щетинкино тяговая	ПАО «Россети»	2021	1,943 км
15	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Минусинская-опорная – Курагино тяговая протяженностью 77,416 км	ПАО «Россети»	2021	77,416 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Саянская тяговая – Кравченко тяговая с заменой опор и провода протяженностью 46,871 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2021	46,871 км
17	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Мана тяговая – Кравченко тяговая (Д-32) и ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая – Саянская тяговая (Д-33) с их объединением через участок протяженностью 1,16 км и образованием ВЛ 220 кВ Саянская тяговая – Мана тяговая	ПАО «Россети»	2021	1,16 км
18	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Камала-1 – Саянская тяговая №2 протяженностью 80,787 км	ПАО «Россети»	2021	80,787 км
19	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 – Октябрьская I цепь с отпайками (С-13) с заменой провода протяженностью 10,06 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2022	10,06 км
20	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 – Октябрьская II цепь с отпайками (С-14) с заменой провода протяженностью 9,14 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2022	9,14 км
21	110 кВ	Строительство захода отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайками на РУ 110 кВ ПС 220 кВ Тайга протяженностью 0,185 км с образованием ВЛ 110 кВ Тайга – БИО-4 I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Видная. Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайками	АО «Полюс Красноярск»	2022	0,185 км
22	110 кВ	Строительство захода отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайками на РУ 110 кВ ПС 220 кВ Тайга протяженностью 0,19 км с образованием ВЛ 110 кВ Тайга – БИО-4 II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Видная. Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайками	АО «Полюс Красноярск»	2022	0,19 км
23	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Узловая – Кантат №1 протяженностью 35 км	ФГУП «НО РАО»	2023	35 км
24	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Узловая – Кантат №2 протяженностью 35 км	ФГУП «НО РАО»	2023	35 км
25	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Ванкор №1 протяженностью 10,43 км	ООО «РН –Ванкор»	2023	10,43 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
26	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Ванкор №2 протяженностью 10,43 км	ООО «РН –Ванкор»	2023	10,43 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ БИО-4 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Полюс Красноярск»	2019	2×63 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Шинный завод с заменой трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2019	25 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Н.Пойма с заменой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2019	16 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» с заменой трансформатора Т-4 110/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РУСАЛ Ачинск»	2019	40 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-2 АГК с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 80 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 80 МВА	АО «РУСАЛ Ачинск»	2019	80 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Высокое с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Соврудник»	2020	2×25 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Нойбинская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Соврудник»	2020	2×16 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Телевизорная с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2020	25 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора Т-8 110/10 кВ Красноярской ТЭЦ-1 мощностью 70 МВА на трансформатор мощностью 80 МВА	ООО «СГК»	2020	80 МВА
10	220 кВ	Замена трансформатора Т-4 220/15,75 кВ Красноярской ГЭС мощностью 630 МВА на трансформатор мощностью 630 МВА	АО «Красноярская ГЭС»	2021	630 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Видная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Полюс Красноярск»	2021	2×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Телевизорная с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2021	25 МВА
13	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Шушенская-опорная с заменой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2021	63 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Кемчуг тяговая с заменой двух трансформаторов 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ключи тяговая с заменой трансформатора Т-2 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
16	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кошурниково тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
17	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Курагино тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
18	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Мана тяговая с заменой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Камала-2 тяговая с заменой трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ № 244 с заменой трансформатора Т-31 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ПО ЭХЗ»	2022	25 МВА
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ № 22 с заменой трансформаторов Т-32 и Т-34 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ПО ЭХЗ»	2022	2×25 МВА
22	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Кантат с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ФГУП «НО РАО»	2023	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
23	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	2023	125 МВА
24	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Раздолинская с установкой 1Т 220/15,75 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	2023	125 МВА
25	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой УШРТ 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	2023	1×25 Мвар
26	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой четырех БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	ПАО «Россети»	2023	4×29 Мвар
27	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Абалаковская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая	ПАО «Россети»	2023	2×26 Мвар

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

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

На территории Красноярского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая;
- энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая;
- энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая.

2.1.1 Энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая.

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме²⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка (участок от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до отпайки на ПС Судженка), переток активной мощности в КС «Ачинск тяговая – Каштан тяговая» превышает МДП на величину до 78 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 78 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар¹⁾. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25) с действием на ОН в объеме не менее 78 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) с действием на ОН в объеме не менее 78 МВт при ТНВ +19 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар¹⁾. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25); АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)</p>

Примечания

1 ¹⁾ Мероприятия выполняются на территории Кемеровской области – Кузбасса.

2 ²⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.1.2 Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергоузла участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2АТ-А, 2АТ-Б Назаровской ГРЭС, переток активной мощности в КС «Ачинское» превышает МДП на величину до 63 МВт.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 68 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Ачинский НПЗ устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая I цепь с отпайкой на ПС Северная (С-701) с действием на ОН в объеме не менее 68 МВт при ТНВ -38 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая II цепь с отпайкой на ПС Северная (С-702) с действием на ОН в объеме не менее 68 МВт при ТНВ -38 °С</p>	<p>Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели</p>	<p>Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели</p>

2.1.3 Энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергоузла участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5), происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 52 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Буйная – Камала-2 тяговая с отпайкой на ПС Заозёрновская (С-806), происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 68 МВт</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 45 МВт при ТНВ +19 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН</p>

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С		
		Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва (в границах Красноярского края)	Ванкорский энергорайон (Красноярский край)	Энергорайон «Северный» энергосистемы (Красноярский край)
2019	18.12.2019	-8,2	-20,0	-16,5
	19.06.2019	17,7	12,0	14,3
2020	16.12.2020	-16,8	-21,0	-27,9
	17.06.2020	14,3	7,0	12,7
2021	15.12.2021	-22,9	-25,0	-24,9
	16.06.2021	15,4	17,0	16,2
2022	21.12.2022	-3,4	-34,6	-15,1
	15.06.2022	20,7	20,5	15,5
2023	20.12.2023	-21,6	-16,1	-23,2
	21.06.2023	18,7	8,0	14,0

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Городокская	110/10	T-1	115/11	6,3	1,50	1,22	1,97	1,88	2,49	0,92	1,08	0,92	1,08	1,44	0
			T-2	115/11	2,5	1,09	0,98	1,09	1,18	1,36	0,56	0,49	0,57	0,55	0,52	
2	ПС 110 кВ Геологическая	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	9,34	13,17	10,73	11,77	12,66	12,76	10,69	12,30	13,36	13,77	0
			T-2	110/38,5/6,6	10	1,99	2,61	1,68	2,77	1,77	5,28	3,01	3,55	2,22	3,97	
3	ПС 110 кВ Тагарская	110/10	T-1	115/11	16	8,16	8,16	9,92	9,92	11,60	7,86	7,30	6,31	6,58	6,40	4,00
			T-2	115/11	16	5,78	5,77	7,39	7,39	8,12	3,62	4,96	6,08	6,00	5,49	

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Городокская	T-1	ТМ-6300/110	1999 ¹⁾	73	1,25/1,20	1,25/1,20	1,25/1,15	1,25/1,08	1,20/1,00	1,15/0,91	1,08/0,82
		T-2	ТМН-2500/110	1987	86	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ Геологическая	T-1	ТДТН-16000/110	1988	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110	1972	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Тагарская	T-1	ТДН-16000/110	1991	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1980	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Примечание – ¹⁾ Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) трансформатора Т-1 на период до 2028 г. включительно принимается для режима с возможным повышенным износом изоляции, а начиная с 2029 г. (по достижении трансформатором 30-летнего срока эксплуатации) – для нормального режима нагрузки.

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Городокская	2023 / зима	3,85	ПС 110 кВ Городокская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,37	0	–	0,04	3,87	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89
2	ПС 110 кВ Геологическая	2019 / лето	18,04	–	–	–	–	–	–	–	–	–	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04
3	ПС 110 кВ Тагарская	2023 / зима	19,72	ПС 110 кВ Тагарская	КГБУЗ «Минусинская межрайонная больница»	13.04.2022	586-30/22-ТП	2025	0,90	0	0,4	0,18	20,35	20,40	20,43	20,43	20,43	20,43
				ПС 110 кВ Тагарская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	4,60	0	–	0,46						

ПС 110 кВ Городокская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 3,85 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 46,67 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 48,89 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 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 0,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,85 + 0,04 + 0 - 0 = 3,89 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Городокская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 48,23 % (без ТП превышение до 46,67 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1

ПС 110 кВ Городокская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 51,47 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Городокская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Городокская расчетный объем ГАО составит 1,27 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 3,89 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-2 2,5 МВА на 4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Геологическая.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 18,04 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 72,51 % (7,82 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +14,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,046.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Геологическая отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,04 + 0 + 0 - 0 = 18,04 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Геологическая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 7,82 % (72,51 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Геологическая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Геологическая расчетный объем ГАО составит 7,58 (1,31) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,04 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Сетевая организация предлагает к реализации мероприятие по установке на ПС 110 кВ Геологическая третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА.

В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) в работе останется трансформатор Т-2 мощностью 10 МВА и вновь устанавливаемый трансформатор мощностью 6,3 МВА. Нагрузка подстанции будет превышать суммарную номинальную мощность оставшихся в работе трансформаторов (16,3 МВА). Таким образом, в варианте с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ на ПС 110 кВ Геологическая рассматривается трансформатор мощностью 10 МВА.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.1, суммарные дисконтированные затраты по варианту с установкой на ПС 110 кВ Геологическая третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА составляют 525,59 млн руб., по варианту с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 1×16 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×25 МВА – 501,91 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Геологическая является вариант с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×16 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Тагарская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 19,72 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 2,71 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -21,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 15,72 МВА (81,88 % от $S_{\text{ддн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,50 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,71 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,72 + 0,71 + 0 - 4,00 = 16,43 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими

договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,00 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Тагарская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 85,58 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Тагарская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

2.2.1.2 ОАО «РЖД»

Рассмотрены предложения ОАО «РЖД» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 14 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 15 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

Таблица 14 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Бугач тяговая	110/27,5/10	T-1	115/27,5/10	40	6,40	4,42	6,59	6,45	10,20	1,79	4,55	6,82	3,05	7,90	0
			T-2	115/27,5/10	40	35,95	24,14	32,47	22,16	21,07	21,13	36,37	19,83	16,54	14,00	
	ш. 10 кВ ПС 110 кВ Бугач тяговая	–	T-1	–	40	7,30	6,79	6,69	6,45	6,30	4,07	4,95	3,98	5,16	3,90	0
			T-2	–	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Таблица 15 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Бугач тяговая	T-1	SFSZ-QY-40000/110	2008	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ГДТНЖ-40000/110-У1	1990	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 16 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Бугач тяговая	2019 / зима	42,35	ПС 110 кВ Бугач тяговая	АО «Фирма «Культбытстрой»	22.02.2021	014/21-тп	2026	4,33	0	0,4	1,73	42,35	44,28	44,28	44,28	44,28	44,28

ПС 110 кВ Бугач тяговая.

Согласно данным в таблицах 14, 15, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 42,35 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 88,90 % (84,71 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -8,2 °С и повышенном износе изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,191).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,92 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) в зимний период составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 42,35 + 1,92 + 0 - 0 = 44,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Бугач тяговая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1) и составляет 88,55 % (92,94 %) от $S_{\text{ддн}}$.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2020 года и составившей 40,92 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 97,85 % (83,28 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +14,3 °С и повышенном износе изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,229 (1,046).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 40,92 + 1,92 + 0 - 0 = 42,85 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2

ПС 110 кВ Бугач тяговая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 2,45 % (без ТП превышение отсутствует).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Бугач тяговая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 87,20 % от $S_{длн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Бугач тяговая ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Бугач тяговая расчетный объем ГАО составит 1,02 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР требуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 44,28 МВА. Максимальная номинальная мощность трехобмоточных трехфазных трансформаторов с обмоткой 27,5 кВ составляет 40 МВА.

Сетевая организация предлагает к реализации мероприятие по установке на ПС 110 кВ Бугач тяговая третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА.

Дополнительно рассмотрено альтернативное техническое решение по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.2, суммарные дисконтированные затраты по варианту с установкой на ПС 110 кВ Бугач тяговая третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА составляют 792,32 млн руб., по варианту с установкой на ПС 110 кВ Бугач тяговая третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА – 577,56 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая является вариант с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 1×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ОАО «РЖД».
Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

2.2.1.3 МУП «Жилкомсервис» г. Сосновоборска

Рассмотрены предложения МУП «Жилкомсервис» г. Сосновоборска по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 17 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 18 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 19 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 17 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ №132 «Автоград»	110/10	T-1	115/11	16	6,90	6,90	6,90	6,60	7,85	5,40	5,40	5,40	5,55	5,26	3,00
			T-2	115/11	16	6,90	6,90	6,90	6,60	7,85	5,40	5,40	5,40	5,55	5,26	

Таблица 18 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ №132 «Автоград»	T-1	ТДН-16000/110	1985	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1985	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 19 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ №132 «Автоград»	2023 / зима	15,70	ПС 110 кВ №132 «Автоград»	ООО «ДомоСтрой»	23.01.2012	20-ТП	2025	4,88	0	10	1,95	17,87	17,87	17,87	17,87	17,87	17,87

ПС 110 кВ №132 «Автоград».

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 15,70 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 81,77 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -21,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,00 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,88 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,70 + 2,17 + 0 - 3,00 = 14,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 3,00 МВА не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ №132 «Автоград», оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 77,45 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного МУП «Жилкомсервис» г. Сосновоборска (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ №132 «Автоград» с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

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

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

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых на территории Красноярского края

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>		
1	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	ПАО «Россети»
<i>Транзит 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»
3	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности. Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»
5	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Левобережная – Ачинск тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I, II цепь с отпайками (С-21, С-22) на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпаяк на ПС 110 кВ Бугач тяговая ориентировочной протяженностью 0,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Саянская тяговая – Тайшет (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»

2.2.2.2 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. В таблице 21 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 22 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 23 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 21 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Емельяново-110	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	13,75	23,99	23,9	19,13	17,13	10,35	14,43	13,93	9,83	13,39	2,00
			T-2	115/38,5/11	25	18,46	7,85	10,03	12,05	19,17	3,46	3,99	3,41	6,58	3,53	
2	ПС 110 кВ Мясокомбинат	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	6,2	10,5	6,8	13,53	5,32	6,3	3,76	3,7	3,51	2,62	0
			T-2	115/38,5/11	25	6,7	6,7	11,6	8,02	24,41	2,6	2,84	5,3	5,89	5,53	
3	ПС 110 кВ Солонцы	110/10	T-1	115/11	16	1,82	1,32	3,64	5,16	8,51	0,95	1,45	1,12	0,94	2,39	0
			T-2	115/11	16	9,24	12,14	12,55	11,89	17,62	4,08	4,55	5,5	6,82	6,79	
4	ПС 35 кВ Дрокино	35/10	T-1	36,75/10,5	10	1,69	3,98	4,78	4,38	8,56	1,42	0	0,8	1,99	2,39	0
			T-2	36,75/10,5	10	3,36	4,36	4,91	6,55	8,18	1,45	5,46	2,27	2,73	2,36	

Таблица 22 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Емельяново-110	T-1	ТДТН-25000/110	1992	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	2004	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Мясокомбинат	T-1	ТДТН-25000/110	1982	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	1987	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Солонцы	T-1	ТДН-16000/110	1979	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1979	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 35 кВ Дрокино	T-1	ТДС-10000/35	1995	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТДНС-10000/35	1987	88	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 23 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Емельяново-110 ¹⁾	2023 / зима	36,29	ПС 110 кВ Емельяново-110	ООО «Емельяновская Слобода»	26.03.2012	20.2400.227.12	2029	4,00	0,36	10	1,46	46,87	47,47	47,63	47,76	49,38	49,38
				ПС 35 кВ Шуваево	ДНТ «Березовая роща»	23.12.2011	20.24.26174.11	2026	1,00 (0,50) ²⁾	0	10	0,40 (0,20) ²⁾						
				ПС 110 кВ Емельяново-110	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2028	6,92	0	–	0,69						
				ПС 35 кВ Глядено	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	3,45 (1,73) ³⁾	0	–	0,34 (0,17) ³⁾						
				ПС 35 кВ Дрокино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	14,97 (7,49) ⁴⁾	0	–	1,50 (0,75) ⁴⁾						
				ПС 35 кВ Заря	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	3,48	0	–	0,35						
				ПС 35 кВ Емельяново-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2028	1,61	0	–	0,16						
				ПС 35 кВ Никольская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,40 (0,20) ³⁾	0	–	0,04 (0,02) ³⁾						
				ПС 35 кВ Сухая Балка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	4,07 (2,04) ²⁾	0	–	0,41 (0,20) ²⁾						
ПС 35 кВ Шуваево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2028	8,20 (4,10) ²⁾	0	–	0,82 (0,41) ²⁾										
2	ПС 110 кВ Мясокомбинат ¹⁾	2023 / зима	29,73	ПС 110 кВ Мясокомбинат	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2028	16,32	0	–	1,63	23,78	24,15	24,19	24,19	24,19	24,19
				ПС 35 кВ Дрокино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	14,97 (7,49) ⁴⁾	0	–	1,50 (0,75) ⁴⁾						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
3	ПС 110 кВ Солонцы	2023 / зима	26,13	ПС 110 кВ Солонцы	ООО СЗ «Солонцы-ЖилСтрой»	21.09.2023	20.2400.8585.23	2026	1,00	0	10	0,40	27,23	28,46	28,54	28,54	28,54	28,78
				ПС 110 кВ Солонцы	ООО «МД»	17.07.2012	20.24.4510.12	2030	0,74	0	10	0,15						
				ПС 110 кВ Солонцы	ДНТ «Ясная Поляна»	09.04.2012	20.24.1248.12	2026	0,67	0	10	0,27						
				ПС 110 кВ Солонцы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2030	15,66	0	–	1,57						
4	ПС 35 кВ Дрокино	2023 / зима	16,75	ПС 35 кВ Дрокино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2028	14,97	0	–	1,50	18,21	18,40	18,41	18,41	18,41	18,41

Примечания

1 ¹⁾ Согласно информации ПАО «Россети Сибирь» в зимний контрольный замер 2023 года была ненормальная схема присоединенной сети 35 кВ (Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Дрокино были включены по ВЛ 35 кВ Т-17 от ПС 110 кВ Мясокомбинат). Величина перспективной нагрузки ПС приведена с учетом нормальной схемы сети 35 кВ (питание Т-1 ПС 35 кВ Дрокино от ПС 110 кВ Мясокомбинат, Т-2 ПС 35 кВ Дрокино от ПС 110 кВ Емельяново-110).

2 ²⁾ В соответствии с нормальной схемой сети 35 кВ от ПС 110 кВ Емельяново-110 осуществляется питание Т-1 ПС 35 кВ Шуваево и Т-2 ПС 35 кВ Сухая Балка, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Емельяново-110 учитывается половина заявленной мощности, планируемых к подключению энергопринимающих устройств от ПС 35 кВ Шуваево и ПС 35 кВ Сухая Балка.

3 ³⁾ В соответствии с нормальной схемой сети 35 кВ от ПС 110 кВ Емельяново-110 осуществляется питание Т-1 ПС 35 кВ Глядено и Т-1 ПС 35 кВ Никольск, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Емельяново-110 учитывается половина заявленной мощности, планируемых к подключению энергопринимающих устройств от ПС 35 кВ Глядено и Т-1 ПС 35 кВ Никольск.

4 ⁴⁾ В соответствии с нормальной схемой сети 35 кВ от ПС 110 кВ Емельяново-110 осуществляется питание Т-2 ПС 35 кВ Дрокино, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Емельяново-110 учитывается половина заявленной мощности, планируемых к подключению энергопринимающих устройств от ПС 35 кВ Дрокино.

ПС 110 кВ Емельяново-110.

Согласно данным в таблицах 21, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 36,295 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 16,14 % (20,98 %).

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в зимний контрольный замер 2023 года была ненормальная схема присоединенной сети 35 кВ (Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Дрокино были включены по ВЛ 35 кВ Т-17 от ПС 110 кВ Мясокомбинат). При поддержании нормальной схемы сети 35 кВ максимальная нагрузка ПС 110 кВ Емельяново-110 составит 44,479 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 42,33 % (48,26 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ $-21,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составляет 42,479 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 41,60 % (35,93 %).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 31,691 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,901 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Емельяновская Слобода» (договор ТП от 26.03.2012 № 20.2400.227.12 заявленной мощностью 4 МВт) и ДНТ «Березовая роща» (договор ТП от 23.12.2011 № 20.24.26174.11 заявленной мощностью 1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформаторы большей мощности.

В соответствии с информацией ПАО «Россети Сибирь» в 2024 году планируется выполнить мероприятия по разгрузке подстанции путем перевода на постоянной основе части нагрузки по сети 10 кВ в объеме 10 МВА на ПС 110 кВ Веселая Гора.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 36,295 + 8,184 + 4,901 + (-10,000) - 2,000 = 37,380 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,00 МВА и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 10,00 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Емельяново-110, оставшегося в работе после

отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 24,60 % (19,62 %) (без ТП превышение до 41,60 % (35,93 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Емельяново-110 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Емельяново-110 расчетный объем ГАО составит 6,130 (7,380) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,380 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

ПС 110 кВ Мясокомбинат.

Согласно данным в таблицах 21, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 29,73 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 99,10 % от $S_{\text{ддн}}$.

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в зимний контрольный замер 2023 года была ненормальная схема присоединенной сети 35 кВ (Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Дрокино были включены по ВЛ 35 кВ Т-17 от ПС 110 кВ Мясокомбинат). При поддержании нормальной схемы сети 35 кВ максимальная нагрузка ПС 110 кВ Мясокомбинат составит 21,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 71,82 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -21,6 °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 23,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,64 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,73 - 8,18 + 2,64 + 0 - 0 = 24,19 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мясокомбинат, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 80,64 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость увеличения трансформаторной мощности ПС 110 кВ Мясокомбинат.

ПС 110 кВ Солонцы.

Согласно данным в таблицах 21, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила

26,13 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 36,09 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -21,6 °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 18,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,65 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в соответствии с ТУ для ТП ООО СЗ «СолонцыЖилСтрой» (договор ТП от 21.09.2023 № 20.2400.8585.23 заявленной мощностью 1,000 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солонцы с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,13 + 2,65 + 0 - 0 = 28,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Солонцы, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 49,87 % (без ТП превышение до 36,09 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солонцы ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Солонцы расчетный объем ГАО составит 9,58 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,78 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

ПС 35 кВ Дрокино.

Согласно данным в таблицах 21, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 16,75 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 59,51 %.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки для трансформаторов составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [3] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА и напряжением ниже 110 кВ).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,97 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,66 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,75 + 1,66 + 0 - 0 = 18,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Дрокино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 75,36 % (без ТП превышение до 59,51 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35кВ Дрокино ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Дрокино расчетный объем ГАО составит 7,91 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,41 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Таким образом, в рассматриваемом районе выявлены риски ввода ГАО для двух подстанций 110 кВ и одной подстанции 35 кВ. Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнение мероприятий по увеличению трансформаторной мощности подстанций.

Сетевая организация ПАО «Россети Сибирь» предлагает к реализации альтернативное решение – строительство ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и питающих ВЛ 110 кВ. Строительство ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная предлагается для исключения рисков ввода ГАО на ПС 110 кВ Емельяново-110, ПС 110 кВ Солонцы и ПС 35 кВ Дрокино путем перераспределения нагрузки по сети 10–35 кВ:

– перевод питания ВЛ 35 кВ Т-44 с ПС 110 кВ Емельяново-110 на ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная (от ВЛ 35 кВ Т-44 получают питание ПС 35 кВ Таскино (Т-2), ПС 35 кВ Шуваево (Т-1), ПС 35 кВ Сухая Балка (Т-2), в 2023 г. нагрузка от ВЛ 35 кВ Т-44 составила 7,350 МВА, перспективная нагрузка с учетом действующих договоров на технологическое присоединение составит 8,254 МВА);

– перевод нагрузки по сети 10 кВ с ПС 110 кВ Солонцы на ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная в объеме 13,000 МВА;

– перевод нагрузки по сети 10 кВ с ПС 35 кВ Дрокино на ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная в объеме 10,000 МВА.

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,254 + 13,000 + 10,000 = 31,254 \text{ МВА.}$$

Требуемая трансформаторная мощность ПС 110 кВ Нанжуйль-Солнечная составляет не менее 31,254 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ПС 110 кВ Емельяново-110 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 36,295 + 8,184 + 4,901 + (-10,000 - 8,254 - 5,000) - 2,000 = 24,126 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,000 МВА и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 23,254 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Емельяново-110, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 80,42 % (77,21 %) от $S_{\text{ддн}}$.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ПС 110 кВ Солонцы согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,13 + 2,65 + (-13,00) - 0 = 15,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 13,00 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Солонцы, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 82,17 % от $S_{\text{ддн}}$.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ПС 35 кВ Дрокино согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,75 + 1,66 + (-10,00) - 0 = 8,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 10,00 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Дрокино, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 80,13 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, рассмотрены два варианта комплекса мероприятий по устранению выявленных проблем.

Вариант № 1:

- реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА;
- реконструкция ПС 110 кВ Солонцы с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА;
- реконструкция ПС 35 кВ Дрокино с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

Вариант № 2:

- строительство ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый;
- строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Центр – Емельяново-110 I, II цепь с отпайками (С-215, С-216) до ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная ориентировочной протяженностью 2,8 км каждая;
- строительство заходов ВЛ 35 кВ Емельяново-110 – Шуваево с отпайками (Т-44) на ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый;
- строительство заходов ВЛ 35 кВ Емельяново-110 – Шуваево с отпайками (Т-25) на ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.3, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 1616,55 млн руб., по варианту № 2 – 2255,32 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом является вариант № 1, включающий реконструкцию ПС 110 кВ Емельяново-110.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

- реконструкцию ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА;
- реконструкцию ПС 110 кВ Солонцы с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА;
- реконструкцию ПС 35 кВ Дрокино с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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 Красноярского края, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Перечень технических решений по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Технические решения по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	238,78 км	2024	ПАО «Россети»

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 2025–2030 годы

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

В таблице 25 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Красноярского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 25 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Красноярского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	ООО «Тайга Богучаны» (ПС 110 кВ БТК)	ООО «Тайга Богучаны»	0,0	144,0	110	2026	ПС 220 кВ Приангарская
2	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	492,0	119,0	220	2026	ПС 220 кВ Курагино тяговая ПС 220 кВ Кизир тяговая (новая) ПС 220 кВ Кошурниково тяговая ПС 220 кВ Щетинкино тяговая ПС 220 кВ Кравченко тяговая ПС 220 кВ Мана тяговая ПС 220 кВ Крол тяговая ПС 220 кВ Саянская тяговая
					110		ПС 110 кВ Каштан тяговая ПС 110 кВ Критово тяговая ПС 110 кВ Ачинск тяговая ПС 110 кВ Чернореченская тяговая ПС 110 кВ Кемчуг тяговая ПС 110 кВ Шарбыш тяговая ПС 110 кВ Филимоново тяговая

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
							ПС 110 кВ Камала-2 тяговая ПС 110 кВ Уяр тяговая ПС 110 кВ Камарчага тяговая ПС 110 кВ Зыково тяговая ПС 110 кВ Красноярск-Восточный тяговая ПС 110 кВ Бугач тяговая ПС 110 кВ Кача тяговая ПС 110 кВ Иланская тяговая ПС 110 кВ Ключи тяговая ПС 110 кВ Крупская тяговая ПС 110 кВ Ирбейская тяговая ПС 110 кВ Агул тяговая (новая) ПС 110 кВ Абакумовка тяговая ПС 110 кВ Илиган тяговая (новая) ПС 110 кВ Сорокино тяговая (новая)
3	АО «Полюс Красноярск» (добыча полезных ископаемых)	АО «Полюс Красноярск»	6,0	111,0	110	2025	ПС 220 кВ Тайга

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
4	АО «АНПЗ ВНК» (производство нефтепродуктов)	АО «АНПЗ ВНК»	35,5	85,5	220	2027	Назаровская ГРЭС
5	Цех по обжигу огнеупорных материалов в электропечах	ООО «Сибирский магнезит»	0,0	80,0	220	2026	ПС 220 кВ Раздолинская
6	Жилые комплексы	ООО «Красноярск-ЭнергоСтрой-Сервис»	0,0	63,0	110	2030	ПС 220 кВ Октябрьская
7	ООО «МД»	ООО «МД»	0,0	60,0	110	2024	ПС 220 кВ КИСК
Более 10 МВт							
8	Тепличный комплекс	ООО ТК «Солнечный»	0,0	49,9	110	2025 2026	ПС 220 кВ КИСК
9	ООО «ДСК»	ООО «ДСК»	0,0	49,5	10	2024	ПС 220 кВ ГПП-2 (РП КТМЭ)
10	Завод по переработке зерна	АО «Сibaгро Биотех»	0,0	49,0	110	2026	ПС 220 кВ Шарыповская
11	Национальный оператор по обращению с радиоактивными отходами	ФГУП «НО РАО»	1,0	39,0	220	2025	ПС 220 кВ Узловая
12	Метро	ГПКК «ЦТЛ»	0,0	36,8	10	2025	ПС 110 кВ Радиотехническая ПС 110 кВ Телевизорная ПС 110 кВ Северная ПС 110 кВ Советская ПС 110 кВ Молодежная ПС 110 кВ Весна
13	Центр обработки данных	ООО «ЭС КТМ»	0,0	35,0	10	2024	ПС 220 кВ ГПП-1
14	Центр обработки данных	ООО «Мобильные технологии»	0,0	31,5	6	2024	ПС 110 кВ ГПП-2 СТМ

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
15	Электростанция	МУПЭС Дивногорск	0,0	31,4	10	2024	ПС 220 кВ Дивногорская
16	Торговый комплекс	Городов Павел Алексеевич (бывш. ООО «ТК Проперти»)	0,0	25,0	10	2024	ПС 110 кВ имени Сморгунова
17	Центр обработки данных	ООО «Управляющая компания «Битривер»	27,1	22,8	220	2024	ПС 220 кВ Ирбинская
18	Производство по добыче руд	ООО «Красноярское ГРП»	0,0	18,0	220	2025	ПС 220 кВ Тайга ПС 220 кВ Раздолинская
19	Центр обработки данных	ООО «Центр обработки данных – Сибирь»	16,4	16,4	6	2024	ПС 110 кВ Тесинская
20	Производство по добыче руд	ООО ГРК «Амикан»	0,0	15,2	220	2024	ПС 220 кВ Раздолинская ПС 220 кВ Тайга
21	Жилые комплексы	КГКУ «УКС»	0,0	15,2	10	2025 2027	ПС 110 кВ Слобода Весны
22	Производство фармацевтической продукции	ПАО «Красфарма»	13,0	13,9	6	2024	ПС 110 кВ Медпрепараты
23	АО «Полюс Красноярск» (добыча полезных ископаемых)	АО «Полюс Красноярск»	48,1	11,9	110	2024	ПС 220 кВ Тайга ПС 110 кВ Благодатнинская
24	Жилые комплексы	СЗ «Проект Живем»	0,0	12,0	10	2024	ПС 110 кВ Новалэнд
25	ООО «Сибпромрешения» (для электроснабжения объектов заявителя)	ООО «Сибпромрешения»	39,9	10,0	110	2024	ПС 220 кВ Узловая

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю на период 2025–2030 годов представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	55369	56483	58712	60614	61968	62343	62521
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1114	2229	1902	1354	375	178
Годовой темп прироста, %	–	2,01	3,95	3,24	2,23	0,61	0,29
<i>Красноярский край</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	54383	55407	57464	59135	60032	60079	60196
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1024	2057	1671	897	47	117
Годовой темп прироста, %	–	1,88	3,71	2,91	1,52	0,08	0,19
Доля потребления электрической энергии Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	98,2	98,1	97,9	97,6	96,9	96,4	96,3

Потребление электрической энергии по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва прогнозируется на уровне 62521 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,75 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва прогнозируется в 2026 году и составит 2229 млн кВт·ч или 3,95 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 178 млн кВт·ч или 0,29 %.

Потребление электрической энергии по территории Красноярского края прогнозируется на уровне 60196 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,46 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Красноярского края прогнозируется в 2026 году и составит 2057 млн кВт·ч или 3,71 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 47 млн кВт·ч или 0,08 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Красноярского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 25.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Красноярского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

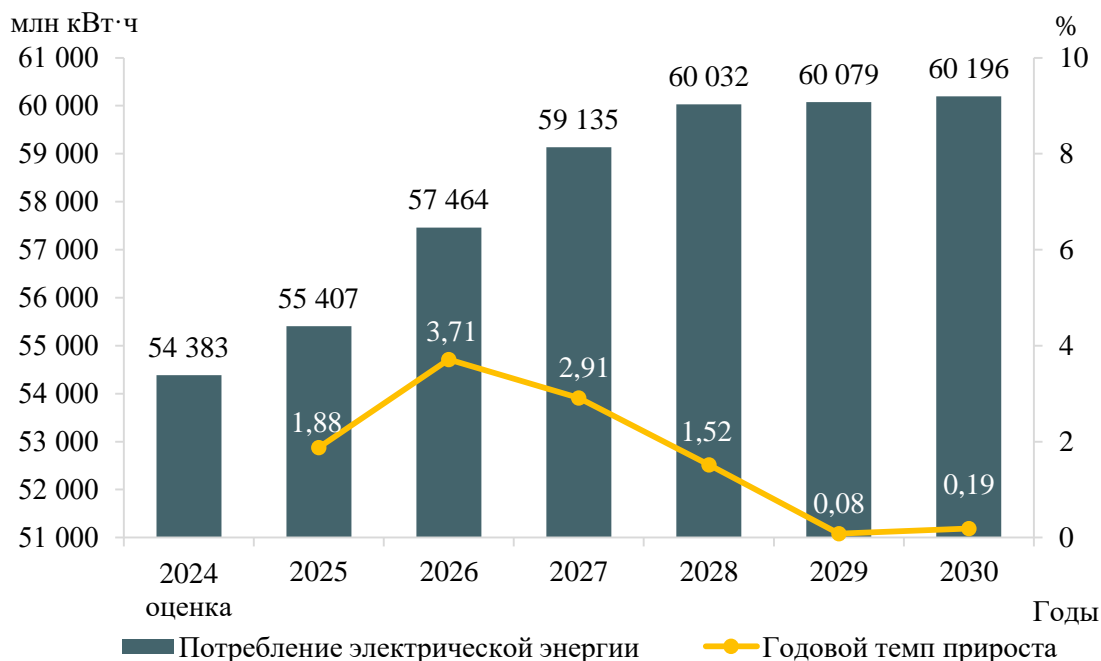


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической по территории Красноярского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по территории Красноярского края обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей, наибольший прирост потребления ожидается на биотехнологическом комплексе глубокой переработке древесины ООО «Тайга Богучаны»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- развитием центров обработки данных.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	7751	8147	8353	8573	8627	8657	8685
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	396	206	220	54	30	28
Годовой темп прироста, %	–	5,11	2,53	2,63	0,63	0,35	0,32
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7143	6933	7029	7070	7183	7201	7199
<i>Красноярский край</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	7573	7925	8112	8263	8316	8344	8371
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	352	187	151	53	28	27
Годовой темп прироста, %	–	4,65	2,36	1,86	0,64	0,34	0,32
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7181	6991	7084	7157	7219	7200	7191

Максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва к 2030 году прогнозируется на уровне 8685 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,10 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 396 МВт или 5,11 %, что обусловлено вводом промышленных потребителей, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 0,32 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7199 ч/год.

Максимум потребления мощности Красноярского края к 2030 году прогнозируется на уровне 8371 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,90 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 352 МВт или 4,65 %, что обусловлено вводом промышленных потребителей. Наименьший годовой прирост прогнозируется в 2030 году и составит 27 МВт или 0,32 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 7191 ч/год.

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

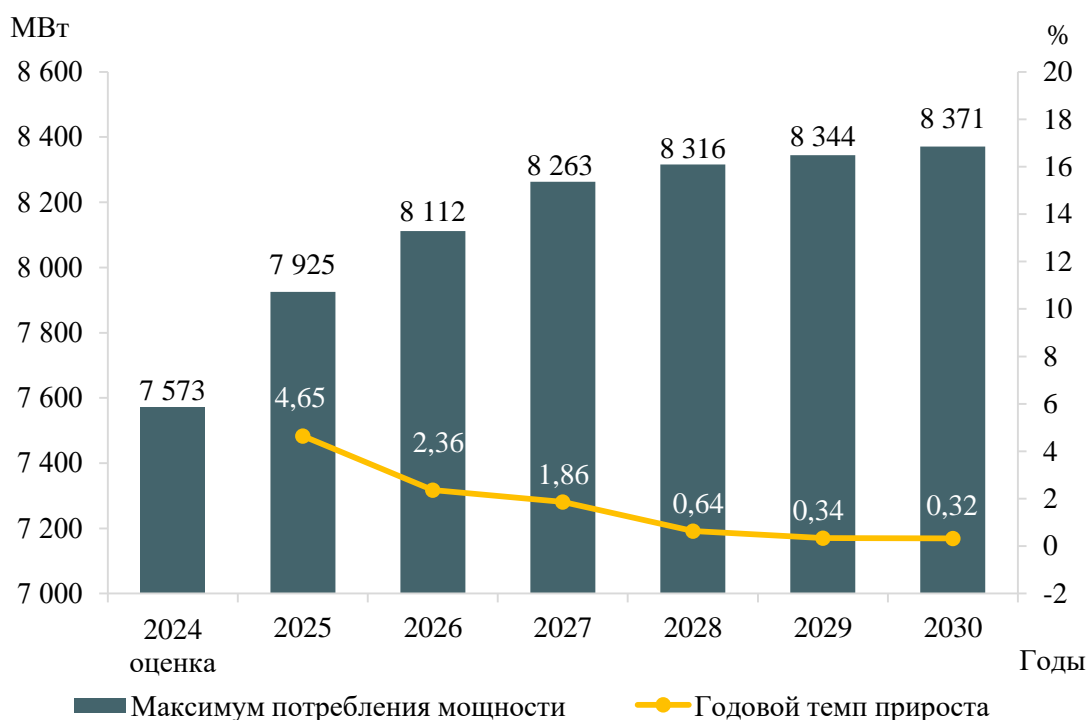


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности Красноярского края и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2024 году составляют 100 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Выводы из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	100	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	100	–	–	–	–	–	–	–

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2024 году ожидаются в объеме 255 МВт, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 162 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	255	162	–	–	–	–	–	162
ТЭС	255	162	–	–	–	–	–	162

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 73 МВт на Красноярской ТЭЦ-1.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2030 году составит 16359,6 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, представлена в таблице 30. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, представлена на рисунке 7.

Таблица 30 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2024 г. (оρίζается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	16124,6	16286,6	16359,6	16359,6	16359,6	16359,6	16359,6
ГЭС	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4
ТЭС	7122,2	7284,2	7357,2	7357,2	7357,2	7357,2	7357,2

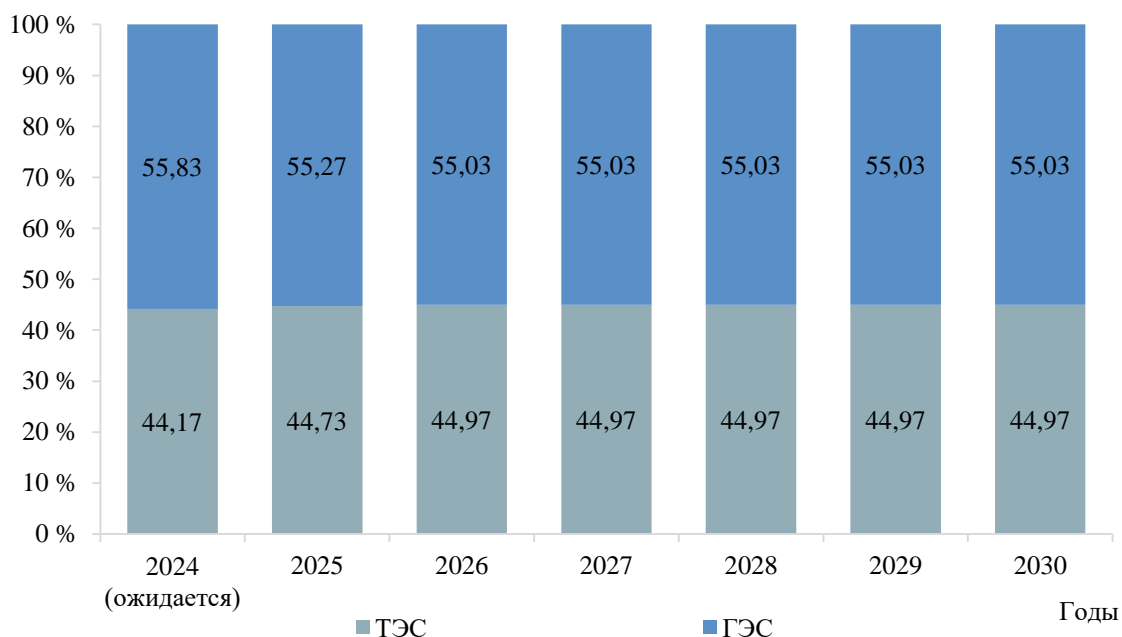


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
2	Создание на ПС 110 кВ Каштан тяговая устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (С-25); – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС
5	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
6	Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	<p>1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.</p> <p>2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений</p>

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 Красноярского края

В таблице 32 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Красноярского края.

Таблица 32 – 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 Красноярского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 220 кВ Кразовская с семью автотрансформаторами 220 кВ мощностью 148 МВА каждый	АО «РУСАЛ Красноярск»	220	МВА	–	–	7×148	–	–	–	–	–	1036	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РУСАЛ Красноярск»	АО «РУСАЛ Красноярск»	2100	–
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 I цепь на ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×1,6	–	–	–	–	–	3,2				
3	Строительства отпайки от ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 II цепь до ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,6	–	–	–	–	–	1,6				
4	Реконструкция ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Кразовская с демонтажем участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ ГПП-5, 6 до отпайки на ПС 220 кВ Кразовская с образованием ВЛ 220 кВ Енисей – Кразовская II цепь ориентировочной протяженностью 2,74 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2,74	–	–	–	–	–	2,74				
5	Строительство ПС 220 кВ Панимба с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый, установкой УКРМ 220 кВ мощностью 50 Мвар	ООО «Красноярское ГРП»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красноярское ГРП»	ООО «Красноярское ГРП»	–	18,00
				Мвар	–	1×50	–	–	–	–	–	–	–				
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга II цепь на ПС 220 кВ Панимба ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×2	–	–	–	–	–	–	4				
7	Строительство ПС 220 кВ Кизир тяговая с двумя трансформаторами 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	17,20
8	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,908 0,932	–	–	–	–	–	1,84	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»			

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Раннее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
9	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магнезит с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Группа «Магнезит»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Группа «Магнезит»	ООО «Группа «Магнезит»	–	80,00
10	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Раздолинская – Сибирский Магнезит ориентировочной протяженностью 6,216 км	ООО «Группа «Магнезит»	220	км	–	–	2×6,216	–	–	–	–	–	12,432				
11	Реконструкция ПС 220 кВ Крупская тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	23,64	40,00
12	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	–	250	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	12,80	16,03
															ОАО «РЖД»	–	15,09
															ОАО «РЖД»	19,50	10,62
															ОАО «РЖД»	10,00	10,13
															ОАО «РЖД»	13,60	5,69
13	Строительство четвертой ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ ориентировочной протяженностью 4,17 км	АО «Богучанский алюминиевый завод»	220	км	–	–	–	–	4,17	–	–	–	4,17	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Богучанский алюминиевый завод»	АО «Богучанский алюминиевый завод»	–	1200
14	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	–	238,78	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	ООО «Голевская ГРК»	–	161
															ООО «Лунсин»	–	24,00
															ООО «Кара-Бельдир»	–	15,00

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
15	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	23,64	40,00
														ОАО «РЖД»	–	17,2
														ОАО «РЖД»	12,80	16,03
														ОАО «РЖД»	–	15,09
														ОАО «РЖД»	19,50	10,62
														ОАО «РЖД»	10,00	10,13
16	Реконструкция ПС 220 кВ Ирбинская с установкой БСК 220 кВ мощностью не менее 57 Мвар	ООО «УК Битривер»	220	Мвар	1×57	–	–	–	–	–	–	57	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК Битривер»	ООО «УК Битривер»	20	22,79
17	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС	АО «Назаровская ГРЭС»	1362,92	30,00
18	Реконструкция ПС 220 кВ Ачинский НПЗ с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 33 Мвар каждая	АО «АНПЗ ВНК»	110	Мвар	–	–	–	2×33	–	–	–	66	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
19	Строительство ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (взамен выводимой из эксплуатации ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш с двумя трансформаторами 1Т 110/6 кВ мощностью 25 МВА и 2Т 110/6 кВ 20 МВА)	АО «Красноярский машиностроительный завод»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Красноярский машиностроительный завод»	АО «Красноярский машиностроительный завод»	20,60	–
21	Строительство ПС 110 кВ Илиган тяговая с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»			
22	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×6	–	–	–	–	12	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,85

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
23	Строительство ПС 110 кВ КЭСС с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	2×63	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	–	63
24	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Октябрьская – КЭСС	ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	110	км	–	–	–	–	–	–	х	х				
25	Строительство ПС 110 кВ Лодочная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «РН-Банкор»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Банкор»	ООО «РН-Банкор»	–	20,00
26	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Лодочная ориентировочной протяженностью 36,75 км	ООО «РН-Банкор»	110	км	2×36,75	–	–	–	–	–	–	73,5				
27	Строительство ПС 110 кВ Тагул с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «РН-Банкор»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Банкор»	ООО «РН-Банкор»	–	63,00
28	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Тагул с отпайками на ПС Лодочная ориентировочной протяженностью 71,2 км	ООО «РН-Банкор»	110	км	2×71,2	–	–	–	–	–	–	142,4				
29	Строительство ПС 110 кВ Чувакан с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «РН-Банкор»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Банкор»	ООО «РН-Банкор»	–	25,463
30	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ванкорская ГТЭС – Западная на ПС 110 кВ Чувакан ориентировочной протяженностью 0,456 км каждый	ООО «РН-Банкор»	110	км	2×0,456	–	–	–	–	–	–	0,912				
31	Строительство ПС 110 кВ АО «Сибagro Биотех» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Сибagro Биотех»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Сибagro Биотех»	АО «Сибagro Биотех»	–	49,00
32	Строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шарыповская – Инголь I, II цепь (С-759, С-758) до ПС 110 кВ АО «Сибagro Биотех»		110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
33	Строительство ПС 110 кВ Тепличная с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «ТК Солнечный»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТК Солнечный»	ООО «ТК Солнечный»	–	49,90
34	Строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ КИСК – Миндерла II цепь до ПС 110 кВ Тепличная ориентировочной протяженностью 0,05 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	0,05	–	–	–	–	–	0,05				
35	Строительство ЛЭП 110 кВ КИСК – Тепличная ориентировочной протяженностью 7,6 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	7,6	–	–	–	–	–	7,6				
36	Строительство ПС 110 кВ Сорочкино тяговая с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,40

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
37	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,8	–	–	–	–	–	7,6	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»			
38	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-6 с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «АНПЗ ВНК»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
39	Строительство двух ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – ГПП-6 ориентировочной протяженностью 5 км каждая	АО «АНПЗ ВНК»	110	км	–	–	–	2×5	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
40	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	37,80	5,06
41	Реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.	ООО «Емельяновская Слобода»	0,36	3,64
														2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Емельяновская Слобода», ДНТ «Березовая роща»	ДНТ «Березовая роща»	–	1,000

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
42	Реконструкция ПС 110 кВ Солонцы с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО Специализированный застройщик «СолонцыЖилСтрой»	ООО Специализированный застройщик «СолонцыЖилСтрой»	0,493	1,000
43	Реконструкция ПС 110 кВ Имени Сморгунова с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Телевизорный»	ООО «Телевизорный»	0,000	4,900
44	Строительство ПС 110 кВ Агул с одним трансформатором 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»			
45	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2,83	–	–	–	–	2,83	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,09
46	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I, II цепь с отпайками (С-21, С-22) на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпак на ПС 110 кВ Бугач тяговая ориентировочной протяженностью 0,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	37,8	5,06

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
47	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск-Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	17,3	–	–	–	–	17,3	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
														ОАО «РЖД»	22,00	12,00
														ОАО «РЖД»	–	19,85
														ОАО «РЖД»	–	20,40
48	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	22,6	–	–	–	–	22,6	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
														ОАО «РЖД»	22,00	12,00
														ОАО «РЖД»	–	19,85
														ОАО «РЖД»	–	20,40
49	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
														ОАО «РЖД»	22,00	12,00
														ОАО «РЖД»	–	19,85
														ОАО «РЖД»	–	20,40

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
50	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
														ОАО «РЖД»	–	19,16
														ОАО «РЖД»	–	18,24
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,52	14,68
														ОАО «РЖД»	11,27	11,70
														ОАО «РЖД»	–	11,34
														ОАО «РЖД»	10,89	10,98
														ОАО «РЖД»	10,30	10,16
														ОАО «РЖД»	4,51	7,98
														ОАО «РЖД»	27,21	6,84
														ОАО «РЖД»	9,27	6,26
ОАО «РЖД»	20,196	5,48														
ОАО «РЖД»	37,80	5,06														
51	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	19,50	10,62
52	Строительство ПС 110 кВ БТК с тремя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ООО «Тайга Богучаны»	110	МВА	–	–	3×125	–	–	–	–	375	Обеспечение выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителя ООО «Тайга Богучаны»	ООО «Тайга Богучаны»	-	144 (162 электростанция)
53	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I, II цепь (С-853, С-854) (строительство участков ЛЭП от ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I, II цепь (С-853, С-854) до существующей двухцепной ВЛ 10 кВ Приангарская – Краслесинвест, выполненной в габаритах 220 кВ, с демонтажем участков, выполненных в габаритах 10 кВ) до ПС 110 кВ БТК	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
54	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
														ОАО «РЖД»	22,00	12,00
														ОАО «РЖД»	–	19,85
														ОАО «РЖД»	–	20,40

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
55	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
														ОАО «РЖД»	22,00	12,00
														ОАО «РЖД»	–	19,85
														ОАО «РЖД»	–	20,40
56	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
														ОАО «РЖД»	–	19,16
														ОАО «РЖД»	–	18,24
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,52	14,68
														ОАО «РЖД»	11,27	11,70
														ОАО «РЖД»	–	11,34
														ОАО «РЖД»	10,89	10,98
														ОАО «РЖД»	10,30	10,16
														ОАО «РЖД»	4,51	7,98
57	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
														ОАО «РЖД»	–	27,50
														ОАО «РЖД»	–	19,16
														ОАО «РЖД»	–	18,24
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,52	14,68
														ОАО «РЖД»	11,27	11,70
														ОАО «РЖД»	–	11,34
														ОАО «РЖД»	10,89	10,98
														ОАО «РЖД»	10,30	10,16
58	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
														ОАО «РЖД»	–	19,16
														ОАО «РЖД»	–	18,24
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,52	14,68
														ОАО «РЖД»	11,27	11,70
														ОАО «РЖД»	–	11,34
														ОАО «РЖД»	10,89	10,98
														ОАО «РЖД»	10,30	10,16
														ОАО «РЖД»	4,51	7,98
ОАО «РЖД»	27,214	6,84														
ОАО «РЖД»	9,27	6,26														
ОАО «РЖД»	20,196	5,48														
ОАО «РЖД»	37,80	5,06														

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
59	Реконструкция ПС 110 кВ Большая Мурта с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Свинокомплекс «Красноярский»	АО «Свинокомплекс «Красноярский»	3,30	4,70
60	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 50 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×50	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	43,000	2,440
61	Строительство ПС 110 кВ ПАО «Россети Сибирь» с двумя трансформаторами 110 кВ	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерство обороны Российской Федерации	Министерство обороны Российской Федерации	0,440	3,4172
62	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ужур – Парная I, II цепь с отпайкой на ПС Ораки (С-70, С-71) до ПС 110 кВ ПАО «Россети Сибирь»	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	–	х				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
		ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Строительство двухполосной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	–	1420	1420	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,908 0,932	–	–	–	–	–	1,84	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
5	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	–	250	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
6	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
7	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2,83	–	–	–	–	–	2,83	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
8	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×6	–	–	–	–	–	12	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
9	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,8	–	–	–	–	–	7,6	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
10	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I, II цепь с отпайками (С-21, С-22) на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпаяк на ПС 110 кВ Бугач тяговая ориентировочной протяженностью 0,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск-Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	17,3	–	–	–	–	–	17,3	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	22,6	–	–	–	–	–	22,6	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	–	26	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
14	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	–	60	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
15	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
16	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
17	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
18	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
19	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
20	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
21	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	<p>1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва.</p> <p>2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.</p> <p>3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.</p> <p>4. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»</p>

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Емельяновская Слобода», ДНТ «Березовая роща»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Солонцы с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО Специализированный застройщик «СолонцыЖилСтрой»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Городокская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Геологическая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
5	Реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×10	–	–	–	–	10	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

5 Техничко-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Техничко-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Техничко-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2024 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [5])

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2024 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [6], п. 381, (таблица 35).

Таблица 35 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2023	2024
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	109,1

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Геологическая

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2047 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 36 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Геологическая

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция			Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт. 110 кВ	
Вариант № 1 (замена трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый)							
Замена трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110/35/6	2×25	–	380,88
Итого по варианту № 1							380,88
Вариант № 2 (установка третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА)							
Установка третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	–	–	–	110/35/6	1×10	–	140,17
Установка ячейки выключателя 110 кВ	–	–	–	110	–	Нетиповая схема / 1	90,85
Установка двух разъединителей 110 кВ	–	–	–	110	–	Нетиповая схема / 2	22,73
Установка двух ячеек выключателей 35 кВ	–	–	–	35	–	Нетиповая схема / 2	113,98
Установка двух ячеек выключателей 6 кВ	–	–	–	6	–	Нетиповая схема / 2	23,35
Итого по варианту № 2							391,08

Таблица 37 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	380,88	391,08
<i>То же в %</i>	<i>100 %</i>	<i>103 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	303,63	346,11
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	501,91	525,59
<i>То же в %</i>	<i>100 %</i>	<i>105 %</i>

Таблица 38 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Геологическая в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	380,88	126,96	126,96	126,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	380,88	126,96	126,96	126,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	303,63	0,00	0,00	0,00	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24
в том числе:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	303,63	0,00	0,00	0,00	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	684,51	126,96	126,96	126,96	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	501,91	126,96	117,56	108,85	16,07	14,88	13,78	12,76	11,81	10,94	10,13	9,38	8,68	8,04	7,44	6,89	6,38	5,91	5,47	5,07	4,69	4,34	4,02	3,72	3,72

Таблица 39 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Геологическая в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	391,08	77,01	145,67	168,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	391,08	77,01	145,67	168,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	346,11	0,00	0,00	0,00	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07
в том числе:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	346,11	0,00	0,00	0,00	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	737,19	77,01	145,67	168,40	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	525,59	77,01	134,88	144,38	18,32	16,96	15,70	14,54	13,46	12,47	11,54	10,69	9,90	9,16	8,48	7,86	7,27	6,73	6,24	5,77	5,35	4,95	4,58	4,24	4,24

Как видно из таблицы 37, варианты № 1 и № 2 по реконструкции ПС 110 кВ Геологическая являются равноэкономичными. Разница капитальных и дисконтированных затрат между вариантами составляет менее 5 %.

В связи с тем, что рассмотренные варианты № 1 и № 2 являются равноэкономичными, анализ чувствительности не выполняется.

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2047 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 40 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция			Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт. 110 кВ	
Вариант № 1 (установка третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА)							
Установка третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	–	–	–	110/27,5/10	1×40	–	206,60
Установка ячейки выключателя 110 кВ	–	–	–	110	–	Нетиповая схема / 1	90,85
Установка ячейки выключателя 27,5 кВ	–	–	–	27,5	–	Нетиповая схема / 1	56,99
Установка ячейки выключателя 10 кВ	–	–	–	10	–	Нетиповая схема / 1	13,20
Установка односекционного комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ	–	–	–	10	–	22	215,90
Итого по варианту № 1							583,54
Вариант № 2 (установка третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА)							
Установка третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	–	–	–	110/10	1×10	–	105,96
Установка ячейки выключателя 110 кВ	–	–	–	110	–	Нетиповая схема / 1	90,85
Установка ячейки выключателя 10 кВ	–	–	–	10	–	Нетиповая схема / 1	13,20
Установка односекционного комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ	–	–	–	10	–	22	215,90
Итого по варианту № 2							425,91

Таблица 41 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	583,54	425,91
То же в %	137 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	550,86	402,06
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	792,32	577,56
То же в %	137 %	100 %

Таблица 42 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	583,54	99,15	242,20	242,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	583,54	99,15	242,20	242,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	550,86	0,00	0,00	0,00	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43
в том числе:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	550,86	0,00	0,00	0,00	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1134,40	99,15	242,20	242,20	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43	34,43
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	792,32	99,15	224,25	207,64	27,33	25,31	23,43	21,70	20,09	18,60	17,22	15,95	14,77	13,67	12,66	11,72	10,85	10,05	9,31	8,62	7,98	7,39	6,84	6,33	6,33

Таблица 43 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	425,91	65,60	180,15	180,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	425,91	65,60	180,15	180,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	402,06	0,00	0,00	0,00	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13
в том числе:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	402,06	0,00	0,00	0,00	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	827,97	65,60	180,15	180,15	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13	25,13
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	577,56	65,60	166,81	154,45	19,95	18,47	17,10	15,84	14,66	13,58	12,57	11,64	10,78	9,98	9,24	8,56	7,92	7,33	6,79	6,29	5,82	5,39	4,99	4,62	4,62

Как видно из таблицы 41, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

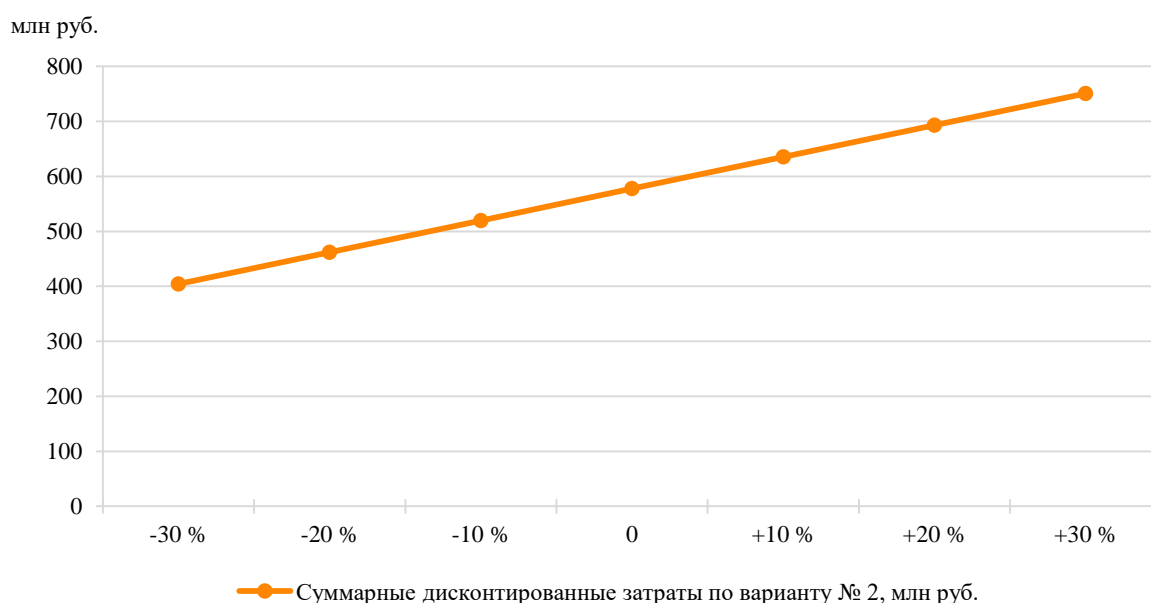
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

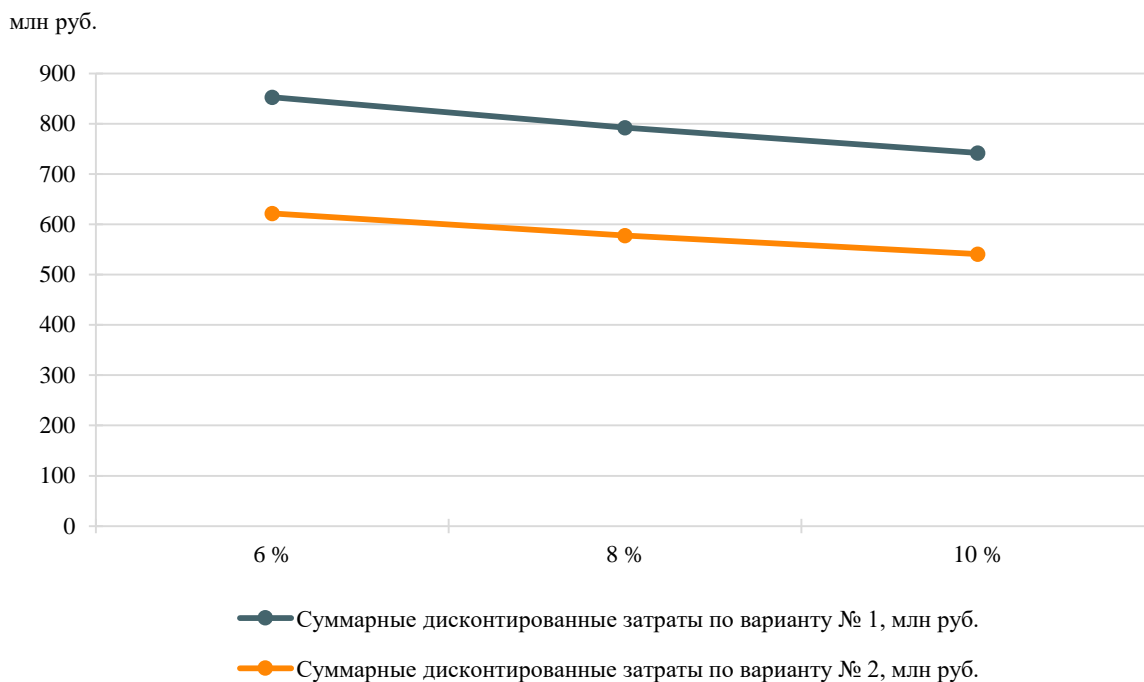
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 8.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	404	462	520	578	635	693	751

Рисунок 8 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 9.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	853	792	742
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	622	578	541

Рисунок 9 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант № 2 остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 6 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 37 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 37 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Емельяново-110, ПС 110 кВ Солонцы и строительству ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2042 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 44 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Емельяново-110, ПС 110 кВ Солонцы и строительству ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (Реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, реконструкция ПС 110 кВ Солонцы с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый)									
Реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×40	–	–	–	447,00
Реконструкция ПС 110 кВ Солонцы с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110/10	2×40	–	–	–	460,63
Реконструкция ПС 35 кВ Дрокино с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	35/10	2×25	–	–	–	306,32
Итого по варианту № 1									1213,95
Вариант № 2 (строительство ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и отпак от ВЛ 110 кВ Центр – Емельяново-110 I, II цепь с отпайками (С-215, С-216) до ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная ориентировочной протяженностью 2,8 км каждая)									
Строительство ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×40	110-4Н/2	КРУ 35 кВ/7	КРУ 10/30	1678,60
Строительство отпак от ВЛ 110 кВ Центр – Емельяново-110 I, II цепь с отпайками (С-215, С-216) до ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная ориентировочной протяженностью 2,8 км каждая	110	1×2×2,8	АС-120	–	–	–	–	–	97,23
Строительство заходов ВЛ 35 кВ Емельяново-110 – Шуваево с отпайками (Т-44) на ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	35	1×2×0,3	АС-120	–	–	–	–	–	9,56
Строительство заходов ВЛ 35 кВ Емельяново-110 – Шуваево с отпайками (Т-25) на ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	35	1×2×0,3	АС-120	–	–	–	–	–	9,56
Итого по варианту № 2									1794,95

Таблица 45 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	1213,95	1794,95
То же в %	100 %	148 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	1002,20	1399,55
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1616,55	2255,32
То же в %	100 %	140 %

Таблица 46 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Емельяново-110, ПС 110 кВ Солонцы и строительству ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	1213,95	404,65	404,65	404,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																			
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	1213,95	404,65	404,65	404,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																			
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	1002,20	0,00	0,00	0,00	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81
в том числе:																			
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	1002,20	0,00	0,00	0,00	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	2216,15	404,65	404,65	404,65	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81	66,81
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1616,55	404,65	374,68	346,92	53,04	49,11	45,47	42,10	38,98	36,10	33,42	30,95	28,66	26,53	24,57	22,75	21,06	19,50	18,06

Таблица 47 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Емельяново-110, ПС 110 кВ Солонцы и строительству ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	1794,95	419,65	458,43	458,43	458,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																			
ВЛ	116,35	0,00	38,78	38,78	38,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	1678,60	419,65	419,65	419,65	419,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																		
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	1399,55	0,00	0,00	0,00	0,00	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
в том числе:																			
ВЛ	13,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	1386,52	0,00	0,00	0,00	0,00	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	3194,50	419,65	458,43	458,43	458,43	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97	99,97
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	2255,32	419,65	424,48	393,03	363,92	73,48	68,04	63,00	58,33	54,01	50,01	46,30	42,87	39,70	36,76	34,04	31,51	29,18	27,02

Как видно из таблицы 45, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Емельяново-110, ПС 110 кВ Солонцы и строительству ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

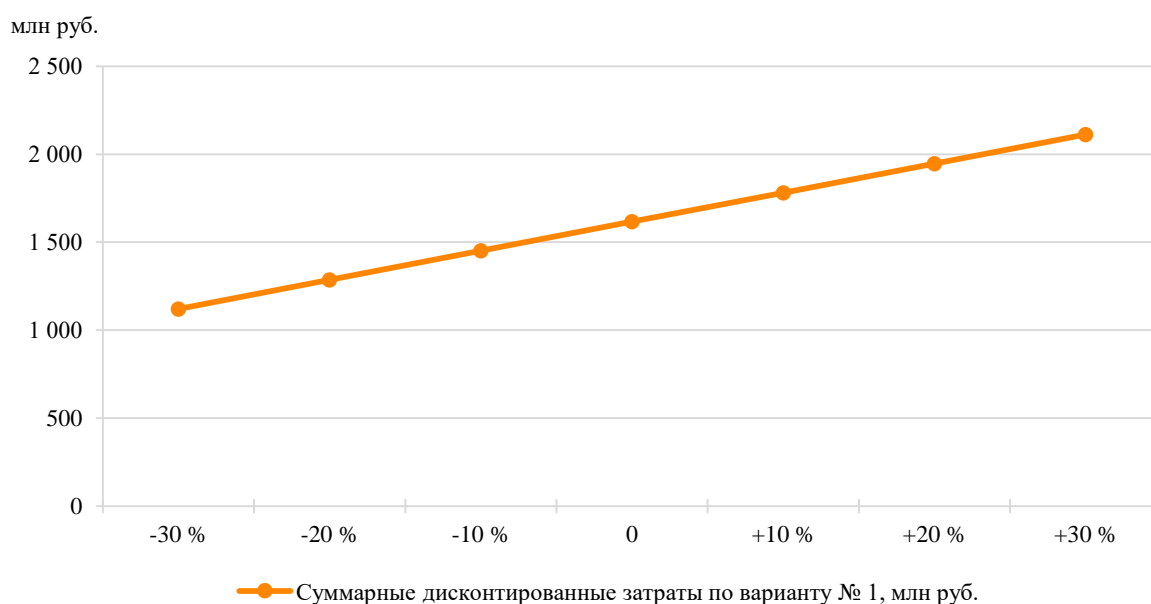
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

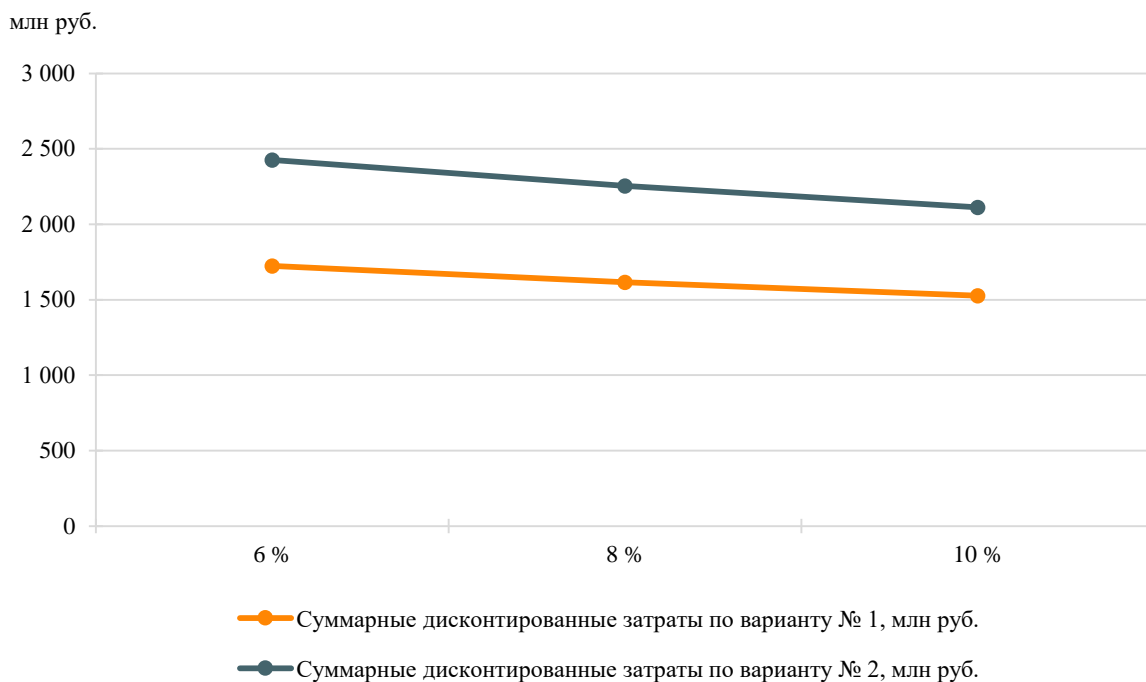
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 10.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1114	1278	1442	1617	1770	1934	2099

Рисунок 10 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 11.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1713	1617	1517
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	2410	2255	2099

Рисунок 11 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант № 1 остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 7 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 41 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 38 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 по реконструкции ПС 110 кВ Емельяново-110, ПС 110 кВ Солонцы и строительству ПС 110 кВ Нанжуй-Солнечная сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Красноярского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

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

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

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 23@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@;

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

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

6) объектов-аналогов.

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Красноярского края по годам представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Красноярского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	4198	23081	17695	17116	17165	17852	18566	115673

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 [8];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [9] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Красноярского края осуществляют свою деятельность 26 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 73 % в суммарной НВВ сетевых организаций Красноярского края) и АО «Красноярская региональная энергетическая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 13 % в суммарной НВВ сетевых организаций Красноярского края).

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

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

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

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

– информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [10];

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [11].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

¹ Приказы Министерства тарифной политики Красноярского края от 29.12.2020 № 69-э и от 28.11.2022 № 112-э.

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Министерства

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

тарифной политики Красноярского края от 11.12.2023 № 59-э «Об установлении (пересмотре) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям на территории Красноярского края, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Красноярского края, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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

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

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

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

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

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

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы, при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 50.

Таблица 50 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на уголь	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-1,6 %	2,3 %	1,9 %	0,9 %	-0,1 %	0,2 %

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Красноярского края представлены в таблице 51.

Таблица 51 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Красноярского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1502	1557	1509	1246	1246	1246
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	505	531	509	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	498	1788	3102	1738	1738	1738

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 52 и на рисунке 12.

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

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	26,5	29,6	31,8	33,4	34,5	35,8
НВВ	млрд руб.	31,0	32,9	34,0	34,1	34,2	34,3
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	4,5	3,31	2,2	0,8	-0,3	-1,5
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,03	2,22	2,34	2,44	2,52	2,61
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,38	2,47	2,50	2,49	2,50	2,50
Среднегодовой темп роста	%	–	104	101	100	100	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,35	0,25	0,16	0,06	-0,02	-0,11

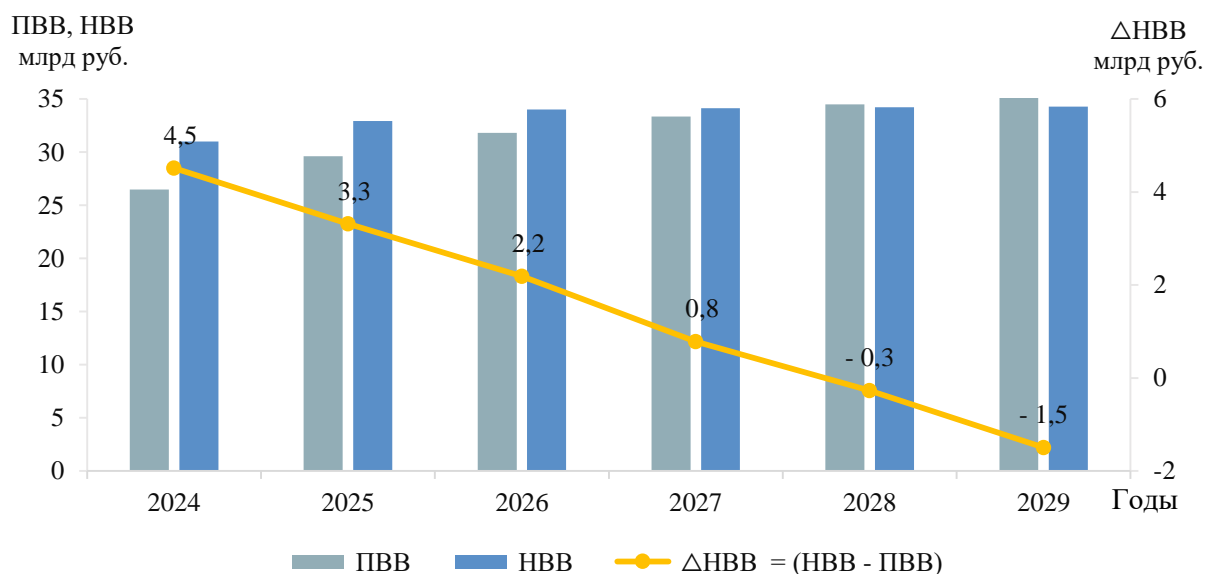


Рисунок 12 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 52, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности выявлена недостаточность условий тарифного регулирования в период 2025–2027 годов в сценарии 1 и на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 7,2–40,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 13.

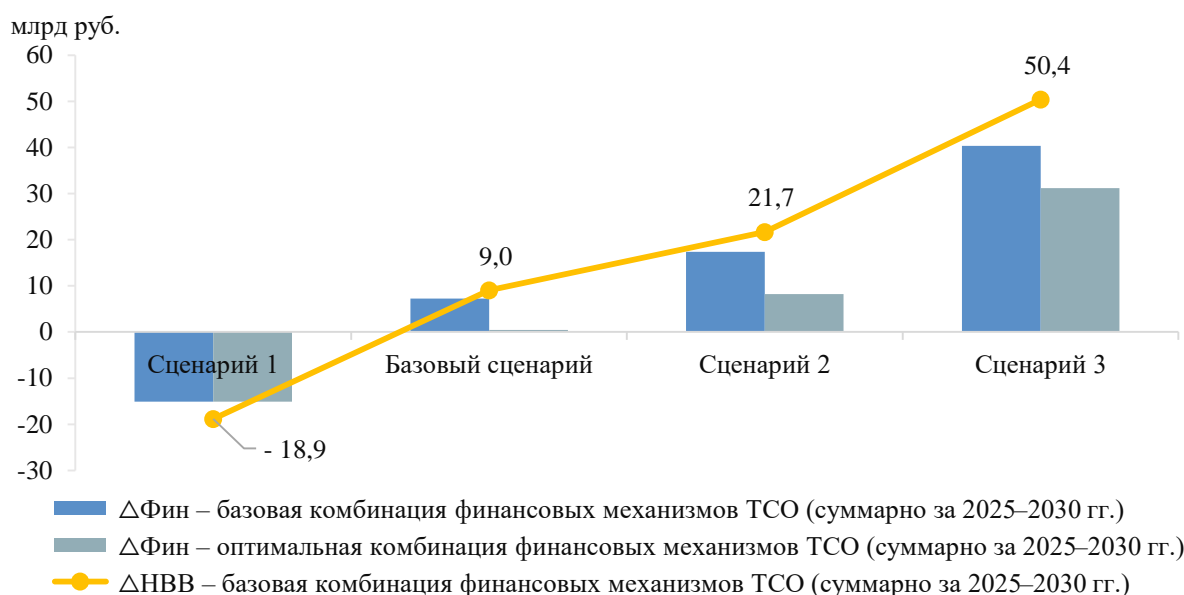


Рисунок 13 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Красноярского края

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 53.

Таблица 53 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	20 %	36 %	36 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	31 %	64 %	64 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 13, в прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций во всех сценариях (таблица 53) за счет изменения финансовых механизмов, включая наиболее пессимистичный сценарий (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по территории Красноярского края оценивается в 2030 году в объеме 60196 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,46 %.

Максимум потребления мощности Красноярского края к 2030 году увеличится и составит 8371 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,90 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности Красноярского края в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6991–7219 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2024 году составляют 100 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2024 году ожидаются в объеме 255 МВт на ТЭС. В период 2025–2030 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 162 МВт на ТЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 73 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2030 году составит 16359,6 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края намечается ввод в работу ЛЭП

напряжением 110 кВ и выше протяженностью 539,95 км, трансформаторной мощности 2984,50 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/ (дата обращения: 29.11.2024).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

6. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об

утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/ (дата обращения: 29.11.2024).

7. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 29.11.2024).

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

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

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

11. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от

21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL:
https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата
29.11.2024). обращения:

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва, территория Красноярского края													
Красноярская ГЭС	АО «ЕвроСибЭнерго»			-									
		1	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		2	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		3	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		4	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		5	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		6	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		7	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		8	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		9	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		10	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
		11	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
12	РО-697-ВМ-750	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0			
Установленная мощность, всего		-	-	-	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	
Назаровская ГРЭС	АО «Назаровская ГРЭС»			Мазут, уголь									
		1	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		2	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		3	КТ-145-130		145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	
		4	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		5	КТ-146-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		6	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
7	К-500-240-1	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0				
Установленная мощность, всего		-	-	-	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	
Красноярская ГРЭС-2	АО «Енисейская ТГК»			Мазут, уголь									
		1	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		2	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		4	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		5	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	К-164-130		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	
		7	К-164-130-2		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	
		8	К-164-130-2ПП2		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	
		9	ПТ-136/165-130/15		136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	
		10	ПТ-136/165-130/15		136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	
Установленная мощность, всего		-	-	-	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	
Березовская ГРЭС	ПАО «Юнипро»			Мазут, уголь									
		1	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		2	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		3	К-820-240-5М	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0		
Установленная мощность, всего		-	-	-	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание			
														Установленная мощность (МВт)		
Красноярская ТЭЦ-1	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	3	ПТ-25-90/10	Уголь	25,0								Вывод из эксплуатации в 2024 г.			
		4	ПТ-25-90/10		25,0									Вывод из эксплуатации в 2024 г.		
		5	ПТ-25-90/10		25,0									Вывод из эксплуатации в 2024 г.		
		6	ПТ-25-90/10		25,0									Вывод из эксплуатации в 2024 г.		
		7	ПТ-60-90/13		60,0									Вывод из эксплуатации 01.06.2024		
		9	ПТ-65/75-90/13		64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9		
		10	P-85-8,8/0,2		87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0		
		11	P-57-130/15		57,0	57,0	57,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	Модернизация в 2026 г.	
		12	P-57-130/15		57,0	57,0	57,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	Модернизация в 2026 г.	
		15	ПТ-35-90				35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		16	ПТ-35-90				35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		Установленная мощность, всего			–	–	–	425,9	335,9	335,9	408,9	408,9	408,9	408,9	408,9	
		Канская ТЭЦ	АО «Енисейская ТГК»				Дизельное топливо, уголь									
					1	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
					2	P-12-3,4/0,5-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					3	ПР-6-35/5/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0				
Красноярская ТЭЦ-2	АО «Енисейская ТГК»			Мазут, уголь												
		1	T-110/120-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0				
		2	T-110/120-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0				
		3	T-110/120-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0				
		4	ПТ-140/165-130/13		139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9			
Установленная мощность, всего		–	–	–	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9				
Красноярская ТЭЦ-3	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»			Мазут, уголь												
		1	T-204/220-12,8-2		208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0				
		2	T-185-130			185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.		
Установленная мощность, всего		–	–	–	208,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0				
ТЭЦ РУСАЛ Ачинск	АО «РУСАЛ Ачинск»			Мазут, уголь												
		1	T-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0			
		2	P-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0			
		3	P-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0			
		4	T-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0			
		5	ПТ-60-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		6	ПТ-60-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0				
Минусинская ТЭЦ г. Минусинск	АО «Енисейская ТГК»			Мазут, уголь												
		1	ПТ-90/105-130/13-1М		89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9			
Установленная мощность, всего		–	–	–	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9				
ТЭЦ Тепло-Сбыт-Сервис	ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»			Уголь												
		2	P-4-35/15/М		4,0								Отсоединение 01.11.2024			
		3	ПР-6-35/15/5М		6,0								Отсоединение 01.11.2024			
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0											
ТЭЦ АНПЗ ВНК	АО «АНПЗ ВНК»			Мазут, газ												
		1	P-6-34/10М-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0				
		2	P-6-34/10М-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0				
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0				

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
ДЭС ЗДК Полос Красноярск	АО «Полос Красноярск»	4	Caterpillar D3616	Мазут	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3		
		5	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3		
		6	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3		
		7	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
Енашиминская ГЭС	ООО «Енашиминская ГЭС»	1	Инофирма	–	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3		
		2	Инофирма		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3		
		3	Инофирма		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3		
		4	PO-638-ГМ-84		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
ТЭЦ-1 ЗДК Полос Красноярск	АО «Полос Красноярск»	1	П-6-3,4/0,5-1	Уголь	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	П-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		3	П-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ТЭЦ-2 ЗДК Полос Красноярск	АО «Полос Красноярск»	1	П-8-3,4/0,5	Уголь	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
		2	П-8-3,4/0,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
		3	П-8-3,4/0,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		Установленная мощность, всего	–		–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Богучанская ГЭС	АО «Богучанская ГЭС»	1	PO75-B-750	–	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0		
		2	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0		
		3	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0		
		4	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0		
		5	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0		
		6	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0		
		7	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0		
		8	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0		
		9	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		Установленная мощность, всего	–		–	–	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0
Ванкорская ГТЭС	ООО «РН-Ванкор»	1	MS500IPA	Попутный газ	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8		
		2	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8		
		3	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8		
		4	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8		
		5	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8		
		6	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8		
		7	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8		
		8	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Полярная ГТЭС	ООО «РН-Ванкор»			Газ									
		ГТУ-1	MS6001FA		72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	
		ГТУ-2	MS6001FA		72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	
Электростанция ООО «Тайга Богучаны»	ООО «Тайга Богучаны»			Черный шлол									
		1	П-162-96/28/15/6				162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0
Установленная мощность, всего		–	–	–			162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	

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 Красноярского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Иркутской области, Красноярского края и Республики Тыва, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Красноярский край, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	1420	1420	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	187655,85	187655,85
2	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	38615,86	38615,86

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
3	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1559,60	1559,60
					220	х	–	–	–	–	–	–	–	–	х	х		–	0,00

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
4	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край, Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	2025	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	25300,00	13877,61

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
5	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I, II цепь с отпайками (С-21, С-22) на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпайки на ПС 110 кВ Бугач тяговая ориентировочной протяженностью 0,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	6,82	6,82
6	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25); – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	25,48	25,48

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
7	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	11,47	11,47
8	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	108,35	108,35

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
9	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	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	148,50	148,50
10	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	607,60	607,60

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
11	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Солонцы с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	626,12	626,12
12	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Геологическая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	517,72	517,72
13	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×10	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	138,93	138,93

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
14	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштантяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	259,49	259,49
15	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Каштантяговая устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	11,47	11,47

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
16	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	318,54	115,55
17	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчагатыговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	196,94	196,94

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
18	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	17,3	–	–	–	–	17,3	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	417,49	417,36
19	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	22,6	–	–	–	–	22,6		В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
20	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Березовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	15,44	15,44

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
21	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	15,44	15,44
22	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1487,25	1487,25
23	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	418,31	418,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
24	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	201,72	201,72
25	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	147,26	147,26
26	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	31,49	31,49

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
27	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км ⁴⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,908 0,932	–	–	–	–	1,84	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	279,32	174,73
28	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×6	–	–	–	–	12	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	204,33	204,33
29	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство отпак от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,8	–	–	–	–	7,6	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	72,36	72,36

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
30	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2,83	–	–	–	–	2,83	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	50,52	50,52

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

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

3³⁾ 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.

4⁴⁾ Мероприятие по развитию электрической сети осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям при реализации инвестиционных проектов за счет платы за их технологическое присоединение после разработки проектной документации, получения положительного заключения экспертизы и установления, соответственно, платы за технологическое присоединение. Определение параметров строительства таких объектов осуществляется в рамках соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту.