

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	11
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	12
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	25
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	25
2.1.1 Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун	25
2.1.2 Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная	27
2.1.3 Район Восточные электрические сети	29
2.1.4 Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка	35
2.1.5 Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск	37
2.1.6 Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово	39
2.1.7 ПС 220 кВ Байкальская	41
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	43
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	43
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	74
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	82
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	82
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	83
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	83

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	94
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности	95
2.4.1	Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия	95
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	101
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	101
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	105
3.3	Прогноз потребления мощности	106
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	108
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	110
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	110
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 Иркутской области	116
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	137
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	144
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по	

	производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	149
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети...	151
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для района Восточные электрические сети	152
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 220 кВ Байкальская.....	159
5.3	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Карлук и строительству ПС 110 кВ Горная	166
5.4	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Пивзавод, ПС 220 кВ Светлая и строительству ПС 110 кВ Анисимово.....	172
5.5	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы.....	178
5.6	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 220 кВ Бытовая и строительству ПС 220 кВ Мамоны	184
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	192
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	193
7.1	Основные подходы.....	193
7.2	Исходные допущения.....	194
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	197
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	198
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	200
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	202
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	203
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	206
	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.....	210

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
В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧ	–	высокочастотный
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДС	–	деление сети
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КПД	–	коэффициент полезного действия
КРУ	–	комплектное распределительное устройство
КРУН	–	комплектное распределительное устройство для наружной установки
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
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
МО	–	муниципальное образование
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка

НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОН	–	отключение нагрузки
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
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
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
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
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ШР	–	шунтирующий реактор

ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Иркутской области 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 Иркутской области 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 Иркутской области 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 Иркутской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и обслуживает территорию Иркутской области.

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

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

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

– АО «ИЭСК» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220–500 кВ на территории Иркутской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Иркутской области связана с энергосистемами:

– Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): ВЛ 500 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Республики Бурятия (Филиал АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ): ВЛ 220 кВ – 7 шт. (одна ВЛ 220 кВ в габаритах 500 кВ), ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Республики Саха (Якутия) (Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Иркутской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «РУСАЛ Братск»	2019,0
Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	851,0
ОАО «РЖД»	570,0
ООО «РУСАЛ Тайшет»	314,0
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Братске	246,0
АО «АНХК»	175,0
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	150,0
ООО «Транснефть – Восток»	135,0
ООО «БЗФ»	110,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Битривер Рус»	101,0
Более 50 МВт	
АО «Саянскхимпласт»	95,0
АО «Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимске (ЦКК)	55,0
Более 20 МВт	
ООО «Битривер-К»	49,0
ПАО «Коршуновский ГОК»	49,0
АО «АЭХК»	38,0
ООО «Стройсервис Плюс»	38,0
ПАО «Яковлев»	27,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области на 01.01.2024 составила 13120,2 МВт, в том числе: ГЭС – 9162,5 МВт, ТЭС – 3957,7 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 Иркутской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	13090,5	–	–	+29,7	–	13120,2
ГЭС	9137,8	–	–	+24,7	–	9162,5
ТЭС	3952,7	–	–	+5	–	3957,7

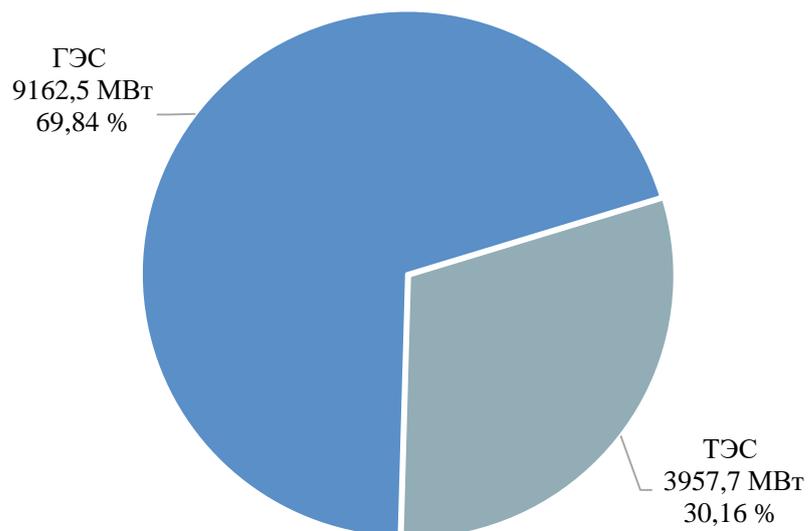


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2023 году составило 68876,7 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 53430,5 млн кВт·ч, ТЭС – 15446,2 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	57577,5	59688,3	65041,1	68635,6	68876,7
ГЭС	44865,1	47679,5	53396,4	54642,0	53430,5
ТЭС	12712,4	12008,8	11644,7	13993,6	15446,2

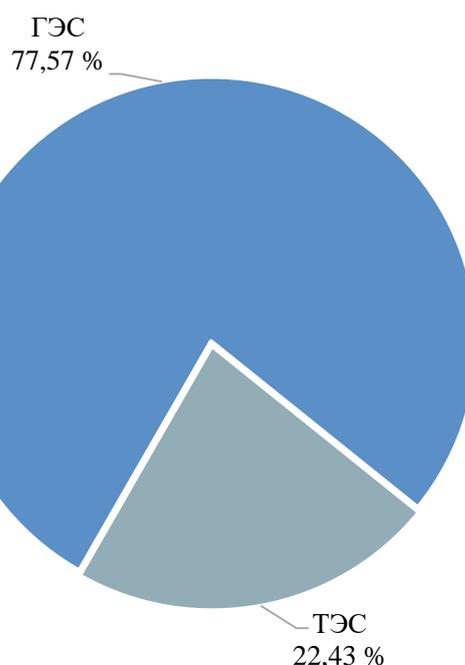


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Иркутской области в 2023 году

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

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

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Иркутской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	55481	55981	59256	64352	66778
Годовой темп прироста, %	0,77	0,90	5,85	8,60	3,77
Максимум потребления мощности, МВт	8196	8326	8916	9111	10168
Годовой темп прироста, %	-0,18	1,59	7,09	2,19	11,60
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6769	6724	6646	7063	6567
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	06.02 07:00	31.12 14:00	23.12 13:00	14.02 05:00	13.12 09:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-34,5	-28,2	-30,8	-25,9	-34,1

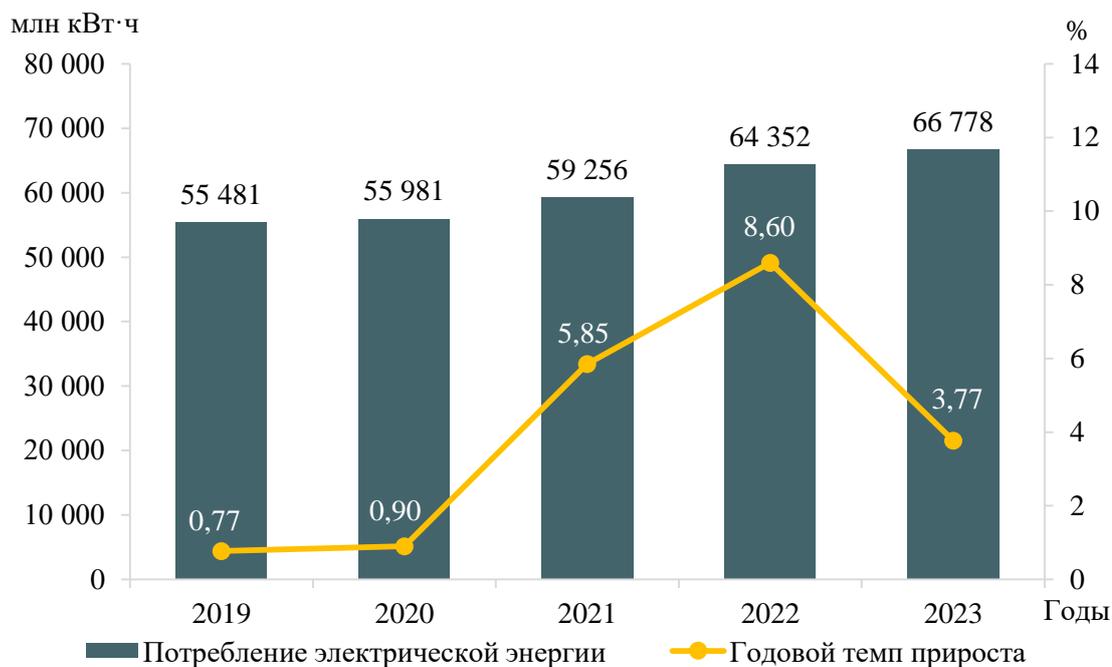


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

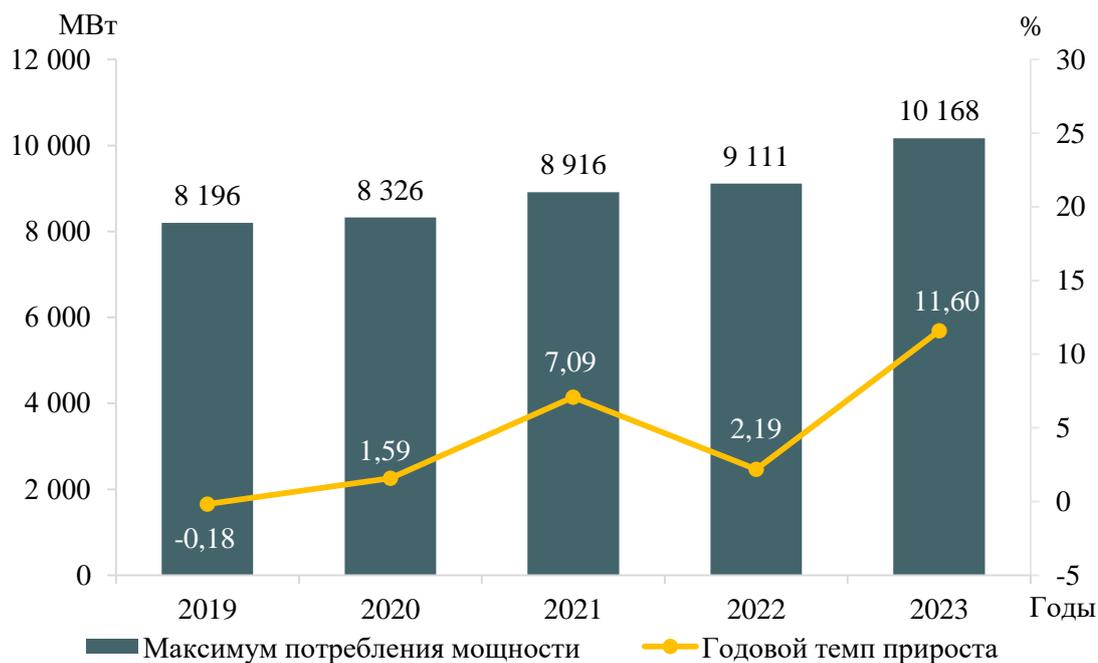


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Иркутской области увеличилось на 11722 млн кВт·ч и составило в 2023 году 66778 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,94 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,60 % в 2022 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2019 году и составил 0,77 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области вырос на 1957 МВт и составил 10168 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,37 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,6 % в 2023 году, что связано с низкой ТНВ во время прохождения максимума потребления мощности энергосистемы. Годовое снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 0,18 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области был зафиксирован в 2023 году в размере 10168 МВт.

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

- вводом в эксплуатацию новых крупных потребителей: Тайшетский алюминиевый завод ООО «Русал Тайшет» и центров обработки данных;
- ростом потребления предприятиями по добыче полезных ископаемых;
- увеличением потребления в обрабатывающих производствах и в сфере строительства;
- увеличением потребления транспортного сектора.

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 Иркутской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Иркутской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь на участке от оп. № 1 до оп. № 8 протяженностью 1,74 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2019	1,74 км
2	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь на участке от оп. № 1 до оп. № 8 протяженностью 1,74 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2019	1,74 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Артемовская (2С) путем отключения от Мамаканской ГЭС и подключением к ПС 220 кВ Мамакан с образованием ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская II цепь протяженностью 0,37 км с увеличением пропускной способности	АО «Витимэнерго»	2019	0,37 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан I цепь протяженностью 1,38 км	АО «Витимэнерго»	2019	1,38 км
5	110 кВ	Строительство захода ВЛ 110 кВ Пеледуй –Полюс (в габаритах 220 кВ) на ПС 220 кВ Сухой Лог протяженностью 0,63 км с переводом на напряжение 220 кВ и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1	ПАО «Россети»	2019	0,63 км
6	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь до ПС 110 кВ Оёк протяженностью 0,81 км	АО «ИЭСК»	2019	0,81 км
7	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь до ПС 110 кВ Оёк протяженностью 0,81 км	АО «ИЭСК»	2019	0,81 км
8	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 I цепь протяженностью 12,72 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	12,72 км
9	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 II цепь протяженностью 12,55 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	12,55 км
10	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I цепь протяженностью 128,6 км	ПАО «Россети»	2019	128,6 км
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог II цепь протяженностью 128,6 км	ПАО «Россети»	2019	128,6 км
12	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 1 протяженностью 100,1 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	100,1 км
13	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 2 протяженностью 100,1 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	100,1 км
14	220 кВ	Строительство захода ВЛ 110 кВ Пеледуй –Полюс (в габаритах 220 кВ) на ПС 220 кВ Сухой Лог протяженностью 0,66 км с переводом на напряжение 220 кВ и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1	ПАО «Россети»	2019	0,66 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
15	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2 протяженностью 261,99 км	ПАО «Россети»	2019	261,99 км
16	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 протяженностью 294,6 км	ПАО «Россети»	2019	294,6 км
17	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь протяженностью 1 км	АО «Витимэнерго»	2020	1 км
18	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово I цепь с отпайками (ВЛ-209) до ПС 220 кВ Малая Елань протяженностью 4,81 км	АО «ИЭСК»	2020	4,81 км
19	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово II цепь с отпайками (ВЛ-210) до ПС 220 кВ Малая Елань протяженностью 4,81 км	АО «ИЭСК»	2020	4,81 км
20	220 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками (в габаритах 220 кВ) с переводом на напряжение 220 кВ со строительством отпайки от ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками до ПС 220 кВ Чайнгро протяженностью 0,01 км и до ПС 220 кВ Дяля протяженностью 0,0988 км с увеличением пропускной способности	АО «Витимэнерго»	2020	0,11 км
21	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер № 1 протяженностью 7,2 км	ООО «ИНК»	2020	7,2 км
22	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер № 2 протяженностью 7,13 км	ООО «ИНК»	2020	7,13 км
23	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полнос № 1 протяженностью 19,16 км с увеличением пропускной способности	АО «Витимэнерго»	2021	19,16 км
24	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полнос № 2 протяженностью 19,87 км	АО «Витимэнерго»	2021	19,87 км
25	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская I цепь до ПС 110 кВ Дачная	АО «ИЭСК»	2021	–
26	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская II цепь до ПС 110 кВ Дачная	АО «ИЭСК»	2021	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
27	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I цепь до ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,21 км	АО «ИЭСК»	2021	0,21 км
28	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II цепь до ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,13 км	АО «ИЭСК»	2021	0,13 км
29	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 1 протяженностью 0,38 км	АО «ИЭСК»	2021	0,38 км
30	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 2 протяженностью 0,42 км	АО «ИЭСК»	2021	0,42 км
31	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 3 протяженностью 0,56 км	АО «ИЭСК»	2021	0,56 км
32	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 4 протяженностью 0,6 км	АО «ИЭСК»	2021	0,6 км
33	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Ния – Киренга до ПС 220 кВ Небель протяженностью 4,05 км	АО «ИЭСК»	2022	4,05 км
34	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга до ПС 220 кВ Небель протяженностью 3,987 км	АО «ИЭСК»	2022	3,987 км
35	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная до ПС 220 кВ Чудничный протяженностью 1,168 км	АО «ИЭСК»	2022	1,168 км
36	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Якурим – Ния до ПС 220 кВ Чудничный протяженностью 1,241 км	АО «ИЭСК»	2022	1,241 км
37	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Зелёный берег протяженностью 1,84 км	АО «ИЭСК»	2022	1,84 км
38	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Зелёный берег протяженностью 1,84 км	АО «ИЭСК»	2022	1,84 км
39	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Цесовская протяженностью 1,985 км	АО «ИЭСК»	2022	1,985 км
40	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Цесовская протяженностью 1,975 км	АО «ИЭСК»	2022	1,975 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
41	110 кВ	Строительство участка ВЛ 110 кВ от РП 110 кВ Полюс до ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Высочайший с образованием ВЛ 110 кВ Полюс – Высочайший путем отключения от ПС 110 кВ Кропоткинская протяженностью 7,83 км	ПАО «Высочайший»	2022	7,83 км
42	500 кВ	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 протяженностью 460,678 км	ПАО «Россети»	2023	460,678 км
43	500 кВ	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 протяженностью 295,063 км	ПАО «Россети»	2023	295,063 км
44	220 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 220 кВ НПС-10 от ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2 с образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2 с отпайкой на ПС НПС-10	ООО «Транснефть – Восток»	2023	9,087 км
45	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – УИЦКК № 1 протяженностью 1,105 км	АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	2023	1,105 км
46	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – УИЦКК № 2 протяженностью 1,105 км	АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	2023	1,105 км
47	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Невский – Перевоз с отпайками до ПС 110 кВ Кадаликан протяженностью 1 км	АО «Витимэнерго»	2023	1 км
48	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Полюс – Кропоткинская I цепь с отпайкой на ПС Вернинская протяженностью 0,73 км с увеличением пропускной способности	АО «Витимэнерго»	2023	0,73 км
49	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками на участке от ПС 110 кВ Мегет до ПС 220 кВ Ново-Ленино протяженностью 2,621 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	2,621 км
50	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная протяженностью 2,621 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	2,621 км
51	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь с отпайками протяженностью 0,045 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	0,045 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
52	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская II цепь с отпайками протяженностью 0,045 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	0,045 км
53	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Опорная – Турма протяженностью 1,061 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	1,061 км
54	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха протяженностью 0,6598 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	0,6598 км
55	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой луг протяженностью 0,6598 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	0,6598 км
56	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б) протяженностью 27,475 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	27,475 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	Реконструкция ПС 110 кВ Зяба с заменой трансформатора 110/27,5/11 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2019	40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	2019	25 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Оёк с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2019	2×25 МВА
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кунерма с заменой трансформатора Т-3 220 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 220 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2019	25 МВА
5	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-2 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2019	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-5 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2019	2×25 МВА
7	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Сухой Лог с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×125 МВА
8	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Улькан с заменой трансформатора 220 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 220 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2019	25 МВА
9	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2019	1×180 Мвар
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Зяба с заменой трансформатора 110/27,5/11 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ПГВ с заменой трансформатора 110 кВ на трансформатор 110 кВ мощностью 80 МВА	АО «Электросеть»	2020	80 МВА
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Семигорск с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
13	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с заменой трансформатора Т-2 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чуна тяговая с заменой трансформатора Т-1 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2020	25 МВА
15	220 кВ 110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чайнгро с одним трансформатором 220/6 кВ мощностью 10 МВА и одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	АО «Витимэнерго»	2020	10 МВА 6,3 МВА
16	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Дяля с одним трансформатором 220/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витимэнерго»	2020	10 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
17	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Малая Елань с установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2020	2×40 МВА
18	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Полимер с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «ИНК»	2020	80 МВА
19	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Слюдянка с заменой автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА	ОАО «РЖД»	2020	125 МВА
20	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый), трансформатора 220 кВ мощностью 63 МВА, шести БСК 220 кВ мощностью 100,15 Мвар каждая и двух ШПР 220 кВ мощностью 100 Мвар каждый	АО «ИЭСК»	2020	3×167 МВА 63 МВА 6×100,15 Мвар 2×100 Мвар
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с заменой трансформатора Т-1 110 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
22	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с заменой трансформатора Т-1 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
23	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чуна тяговая с заменой трансформатора Т-2 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2021	25 МВА
24	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Дачная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2021	2×25 МВА
25	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «ИНК»	2021	80 МВА
26	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформатора Т-1 220/10/10 кВ на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2021	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
27	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Столбово с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2021	2×40 МВА
28	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ ТА3 с тремя трансформаторами 220 кВ мощностью 100 МВА каждый	ООО «РУСАЛ ТАЙШЕТ»	2021	3×100 МВА
29	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	АО «ИЭСК»	2021	3×167 МВА
30	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой ШР 500 кВ мощностью 165 Мвар на ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	АО «ИЭСК»	2021	1×180 Мвар
31	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Небель с двумя трансформаторами 220/27,5/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2022	2×25 МВА
32	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2022	1×180 Мвар
33	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чудничный с двумя трансформаторами 220/27,5/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2022	2×25 МВА
34	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальск с заменой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
35	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Якурим с заменой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2022	25 МВА
36	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 80 МВА каждый и двух БСК 220 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ООО «ИНК»	2022	2×80 МВА 2×25 Мвар
37	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Зелёный Берег с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2022	2×25 МВА
38	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Цесовская с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2022	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
39	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Высочайший с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Высочайший»	2022	16 МВА
40	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «ИЭСК»	2022	40 МВА
41	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Кут с заменой трансформаторов Т-1 110/27,5/6 кВ и Т-2 110/27,5/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/27,5/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2022	2×40 МВА
42	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	2023	3×167 МВА
43	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	ПАО «Россети»	2023	1×180 Мвар
44	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	2023	200 МВА
45	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ковыкта с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Газпром»	2023	2×63 МВА
46	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ УИЦКК с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	2023	2×125 МВА
47	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кадаликан с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 2,5 МВА	АО «ЗДК «Лензолото»	2023	2,5 МВА
48	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	2023	25 МВА
49	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Невский с установкой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «Друза»	2023	6,3 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
50	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «ИЭСК»	2023	40 МВА
51	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП ИАЗ с установкой двух трансформаторов 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал ПАО «Яковлев» – Иркутский авиационный завод	2023	2×40 МВА

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

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

На территории Иркутской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- транзит 110 кВ Тайшет – Тулун;
- транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная;
- район Восточные электрические сети;
- транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка;
- транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск;
- транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово;
- ПС 220 кВ Байкальская.

2.1.1 Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Тайшет – Тулун.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий транзита 110 кВ Тайшет – Тулун

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 +2 °С в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук превышает ДДТН на величину до 7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км с расширением РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор на одну ячейку и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск¹⁾</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км с расширением РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор на одну ячейку и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск¹⁾</p>
<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 АТ-2 ПС 500 кВ Тулун, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимильтей, токовая нагрузка АТ-1 ПС 500 кВ Тулун превышает АДТН на величину до 55 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 102 МВт</p>	<p>Создание на ПС 500 кВ Тулун устройства АОПО АТ-1 с действием на ОН в объеме не менее 102 МВт при ТНВ -36 °С²⁾</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Отсутствуют</p>
<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 Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха), 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 58 МВт</p>	<p>Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар</p>

Примечания

1 ¹⁾ Техническое решение обосновано в рамках работы по титулу «Сооружение ВЛ 110 кВ ПС Нижнеудинск – ПС Замзор, с заходом на ПС Водопад, с заходом на Вагонно-ремонтный завод (ВРЗ), отпайка на ПС Ук» (замена провода на провод с большей пропускной способностью, протяженностью по трассе 75,646 км) инв. № 8000011420.

2 ²⁾ Необходимость создания устройств АОПО отсутствует в случае замены АТ-1 ПС 500 кВ Тулун. В ИП АО «ИЭСК» на 2020–2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ предусмотрен инвестиционный проект «Проектирование реконструкции ПС 500 кВ Тулун и прилегающей сети» (К_336), предусматривающий замену данного оборудования.

2.1.2 Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Тайшет – Канская опорная.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий транзита 110 кВ Тайшет – Канская опорная

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 схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59), происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая</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 Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I цепь с отпайкой на ПС Иланск тяговая (С-55) (ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая II цепь с отпайкой на ПС Иланск тяговая (С-56)), с учетом включения предлагаемых к установке БСК на ПС 110 кВ Юрты, ПС 110 кВ Тайшет-Запад 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 24 МВт</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 24 МВт при ТНВ -36 °С.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Юрты устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 24 МВт при ТНВ -36 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад устройства АОСН.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Юрты 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.

2.1.3 Район Восточные электрические сети

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в районе Восточные электрические сети.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий района Восточные электрические сети

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 нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар, четырех БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая и БСК 110 кВ мощностью 11 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая. Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Качуг с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением двухцепной ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь, токовая нагрузка электросетевого оборудования превышает АДТН на величину до 29 %, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 48 МВт</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН с действием на ОН в объеме не менее 48 МВт при ТНВ -36 °С. Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 48 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир с действием на ОН в объеме не менее 48 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Новая Уда – Знаменка с действием на ОН в объеме не менее 48 МВт при ТНВ -36 °С²⁾</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН с действием на ОН в объеме не менее 48 МВт при ТНВ -36 °С. Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН с действием на ОН в объеме не менее 20 МВт при ТНВ -36 °С³⁾</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН. Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН³⁾</p>

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 ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса¹⁾, токовая нагрузка электросетевого оборудования превышает ДДТН на величину до 54 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 23 МВт</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск на участке от Иркутской ТЭЦ-10 до отпайки на ПС 110 кВ Никольск ориентировочной протяженностью 34,794 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I, II цепь с отпайкой на ПС Оёк на участке от ПС 110 кВ Урик до отпайки на ПС 110 кВ Оёк ориентировочной протяженностью 15,4 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск ориентировочной протяженностью 21,561 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка ориентировочной протяженностью 60,812 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей ориентировочной протяженностью 35,324 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой провода 1 СШ-110 кВ и 2 СШ-110 кВ с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ, разъединителей и провода ошиновки ячейки ШСВ-110 с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ, ВЧЗ, разъединителей и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой провода 1 СШ-110 кВ и</p>	<p>Отсутствуют³⁾</p>	<p>Отсутствуют³⁾</p>

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>2 СШ-110 кВ с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой разъединителей и провода ошиновки ячейки СП-110 с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой ВЧЗ, разъединителей и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой ВЧЗ, разъединителей и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Оса с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой провода 1 СШ-110 кВ и 2 СШ-110 кВ с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой провода ошиновки ячейки СП-110 с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск с увеличением пропускной способности²⁾</p>		
<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 ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 11 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками на участке от ПС 110 кВ Правобережная до отпайки на ПС 110 кВ Карлук ориентировочной протяженностью 10,654 км с увеличением пропускной способности²⁾</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности³⁾</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности³⁾</p>
<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 ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 27 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности</p>
<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 ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 19 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 12 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности</p>

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 ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса¹⁾, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг II (I) цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 25 %, 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 18 МВт</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 8 МВт при ТНВ -36 °С.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 8 МВт при ТНВ -36 °С.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг I цепь с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 18 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг II цепь с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 18 МВт при ТНВ -36 °С²⁾</p>	<p>Отсутствуют³⁾</p>	<p>Отсутствуют³⁾</p>

Примечания

1 ¹⁾ С учетом выполнения следующих мероприятий: реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар, четырех БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая и БСК 110 кВ мощностью 11 Мвар, реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар, реконструкция ПС 110 кВ Качуг с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар, реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар.

2 ²⁾ С учетом выполнения мероприятия по строительству второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км.

3 ³⁾ С учетом выполнения мероприятия по реконструкции ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключении её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса.

2.1.4 Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка

В таблице 10 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Шелехово – Слюдянка.

Таблица 10 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий транзита 110 кВ Шелехово – Слюдянка

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 схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг и АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная превышает ДДТН на величину до 51 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 55 МВт</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности</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 Шелехово – Рассоха и АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная превышает ДДТН на величину до 44 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 55 МВт</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности</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.

2.1.5 Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск

В таблице 11 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 220 кВ Киренга – Северобайкальск.

Таблица 11 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий транзита 220 кВ Киренга – Северобайкальск

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 схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2) и ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)), переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск + Усть-Кут – НПС-6» превышает МДП на величину до 53 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 53 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) с действием на ОН в объеме не менее 53 МВт при ТНВ +18 °С; АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) с действием на ОН в объеме не менее 53 МВт при ТНВ +18 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)</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.

2.1.6 Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово

В таблице 12 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово.

Таблица 12 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово

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 АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово, токовая нагрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Черемхово превышает ДДТН на величину до 12 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый</p>
<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 АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская, токовая нагрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Черемхово превышает АДТН на величину до 13 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 45 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: АОПО АТ-1 с действием на ОН в объеме не менее 45 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО АТ-2 с действием на ОН в объеме не менее 45 МВт при ТНВ -36 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: АОПО АТ-1; АОПО АТ-2</p>

2.1.7 ПС 220 кВ Байкальская

В таблице 13 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ПС 220 кВ Байкальская.

Таблица 13 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона ПС 220 кВ Байкальская

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 ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ I цепь с отпайкой на ПС Байкальская, токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Байкальская превышает ДДТН на величину до 43 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 51 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой ошиновки 110 кВ ячейки АТ-1 с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя и ошиновки 110 кВ ячейки АТ-2 с увеличением пропускной способности</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б»</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б»</p>
<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 ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ I цепь с отпайкой на ПС Байкальская, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ II цепь с отпайкой на ПС Байкальская, с учетом включения В-110 Нагорная на ПС 110 кВ Южная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь превышает АДТН на величину до 38 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 97 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 91 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой ошиновки 110 кВ ячейки АТ-1 с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя и ошиновки 110 кВ ячейки АТ-2 с увеличением пропускной способности</p>	<p>Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками</p>	<p>Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь.</p> <p>Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками</p>

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 14 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 14 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С			
		Энергосистема Иркутской области	Энергорайон «Восточные электрические сети энергосистемы Иркутской области»	Иркутско-Черемховский энергорайон энергосистемы Иркутской области	Энергорайон СБЭК (Северная часть энергосистемы Иркутской области)
2019	18.12.2019	-15,1	-14,1	-14,1	-24,0
	19.06.2019	17,9	17,8	17,8	16,7
2020	16.12.2020	-15,0	-13,7	-13,7	-31,3
	17.06.2020	13,7	16,0	16,0	11,9
2021	15.12.2021	-24,4	-20,9	-20,9	-39,8
	16.06.2021	12,6	9,5	9,5	13,9
2022	21.12.2022	-14,8	-13,2	-13,2	-39,3
	15.06.2022	21,3	20,1	20,1	16,8
2023	20.12.2023	-29,1	-29,9	-29,9	-33,8
	21.06.2023	18,3	17,7	17,7	13,8

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 АО «ИЭСК»

Рассмотрены предложения АО «ИЭСК» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 15 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 16 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 17 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 15 – 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 Березовая ¹⁾	110/10/10	T-1	115/11/11	25	22,98	26,42	18,69	23,18	25,06	11,64	13,97	10,96	11,12	0	0
			T-2	115/11/11	25	22,78	19,61	26,08	21,20	27,94	5,08	0	7,42	7,98	24,92	
2	ПС 110 кВ Бирюса	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	25	9,62	9,44	10,49	10,49	10,71	4,65	5,01	17,46	4,16	2,10	0
			T-2	115/38,5/6,6	16	16,62	10,65	4,50	4,50	10,22	7,84	8,58	0,13	8,49	3,59	
3	ПС 110 кВ Вокзальная	110/10	T-1	115/11	16	10,10	9,95	10,72	9,25	9,63	5,82	3,72	5,42	6,49	5,45	0
			T-2	115/11	16	7,92	9,47	10,02	10,50	14,47	3,74	5,82	7,29	5,63	4,82	
4	ПС 110 кВ Жигалово	110/20/10	T-1	115/22/11	6,3	4,04	4,94	4,64	5,49	5,96	0	0	4,74	0	0	0
			T-2	115/22/11	10	5,19	5,87	6,21	7,33	8,02	2,91	2,95	0	3,47	3,37	
5	ПС 110 кВ Изумрудная	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	24,70	20,72	25,83	18,15	25,31	4,92	9,78	3,79	8,24	6,93	0
			T-2	115/38,5/11	25	19,19	20,54	24,68	20,04	23,71	6,52	10,17	25,51	7,37	8,94	
6	ПС 110 кВ Карлук	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	10,91	13,07	11,63	14,65	16,23	4,10	6,04	9,01	12,78	0	4,82
			T-2	115/38,5/11	25	13,30	19,86	16,04	16,09	16,87	2,85	4,83	7,99	0	0	
7	ПС 110 кВ Летняя ²⁾	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	15,48	20,05	14,00	12,68	16,21	8,32	7,27	15,99	7,34	10,11	0
			T-2	115/38,5/11	16	13,72	15,42	18,96	11,04	13,80	0	4,15	0	3,49	0	
8	ПС 110 кВ Луговая	110/10/10	T-1	115/11/11	25	17,05	22,62	20,44	17,12	20,82	5,13	10,77	16,77	27,99	17,08	0
			T-2	115/11/11	25	20,55	15,51	25,06	19,54	19,53	13,36	8,01	12,47	0	0	
9	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	110/35/10/6	T-3	115/11/6,6	25	11,66	23,94	29,55	25,75	27,50	7,33	5,39	16,97	14,83	14,61	0
			T-4	115/11/6,6	25	12,18	16,80	17,39	18,26	28,04	4,45	5,51	6,44	11,03	9,78	
10	ПС 110 кВ Нагорная	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	25	17,66	14,52	13,47	14,79	17,95	11,25	7,66	11,79	11,31	8,27	0
			T-2	115/38,5/6,6	25	7,69	8,36	10,43	12,08	11,51	3,84	5,38	5,98	6,36	5,58	
11	ПС 110 кВ Новая Лисиха	110/10/10	T-1	115/11/11	25	–	0,13	12,94	12,98	14,05	–	–	6,06	5,96	5,84	0
			T-2	115/11/11	25	–	0,03	4,01	12,52	15,85	–	–	0,64	4,23	3,94	
12	ПС 110 кВ Ользоны	110/10	T-1	115/11	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,13
			T-2	115/38,5/11	6,3	0	2,89	3,06	3,16	3,59	0,80	0,91	1,33	0,72	0,73	
13	ПС 110 кВ Оса	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	8,55	9,21	9,78	14,18	17,54	2,56	3,74	4,75	5,81	9,48	7,75
			T-2	115/38,5/11	25	15,38	16,75	21,37	17,88	24,17	3,66	3,58	7,44	4,09	0	
14	ПС 110 кВ Пивзавод ³⁾	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	32,78	42,65	12,85	38,90	46,78	6,72	6,56	31,27	10,87	16,12	0
			T-2	115/38,5/11	40	41,66	46,59	27,73	36,04	46,50	13,52	21,37	0	11,35	12,57	
15	ПС 110 кВ Сосновая	110/10	T-1	115/11	6,3	3,68	2,92	7,40	4,88	5,94	0	0,80	2,09	1,01	1,11	0
			T-2	115/11	6,3	1,83	2,72	0	2,72	4,37	1,54	0,23	0,54	1,33	1,74	
16	ПС 110 кВ Туристская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	9,44	9,79	10,60	11,94	16,92	0	2,03	4,40	3,18	5,86	0
			T-2	115/38,5/11	25	16,79	17,27	19,12	20,40	25,11	7,75	3,29	8,85	7,96	8,24	
17	ПС 110 кВ Урик	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	27,65	35,30	37,16	39,49	44,27	7,23	10,18	15,66	11,88	9,98	5,00
			T-2	115/38,5/11	40	28,19	32,50	30,64	35,74	41,00	5,14	4,47	10,93	7,96	10,98	
18	ПС 110 кВ Усть-Орда	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	12,86	13,63	14,53	16,09	19,35	4,40	3,21	7,62	3,70	4,24	6,88
			T-2	115/38,5/11	25	18,16	19,58	20,61	22,32	26,22	4,23	4,91	8,73	5,63	5,85	
19	ПС 110 кВ Хомутово ⁴⁾	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	20,81	21,23	24,57	17,74	26,94	3,05	5,70	10,61	8,58	14,87	12,43
			T-2	115/38,5/11	25	21,26	24,95	23,45	22,44	27,71	6,61	4,98	10,43	6,95	6,68	
20	ПС 35 кВ Марково	35/10	T-1	38,5/11	16	–	–	–	8,26	20,67	–	–	–	1,82	3,66	0
			T-2	38,5/11	16	–	–	–	12,92	18,17	–	–	–	5,54	5,08	

Примечания

1 ¹⁾ Согласно информации АО «ИЭСК», в конце 2020 года часть нагрузки переведена с ПС 110 кВ Березовая на ПС 110 кВ Новая Лисиха.

2 ²⁾ Согласно информации АО «ИЭСК», в конце 2021 года часть нагрузки переведена с ПС 110 кВ Летняя на ПС 110 кВ Дачная.

3 ³⁾ Согласно информации АО «ИЭСК», в конце 2020 года часть нагрузки переведена с ПС 110 кВ Пивзавод на ПС 220 кВ Светлая.

4 ⁴⁾ Согласно информации АО «ИЭСК», в 2022 году часть нагрузки переведена с ПС 110 кВ Хомутово на ПС 110 кВ Оёк.

Таблица 16 – 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 Березовая	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	1977	98	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	1982	98	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Бирюса	Т-1	ТДТН-25000-110/35/6	2002	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000-110/35/6	1974	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Вокзальная	Т-1	ТДН-16000/110/10	1972	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1972	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Жигалово	Т-1	ТМТН-6300/110/20/10	1973	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/20/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Изумрудная	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1984	96	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1984	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Карлук	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2011	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2009	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ Летняя	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1977	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Луговая	Т-1	ТДТН-25000/110/10/10	1983	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/10	1983	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	Т-3	ТДТН-25000/110/10/6	1987	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-4	ТДТН-25000/110/10/6	1980	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Нагорная	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	1970	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	1971	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Новая Лисиха	Т-1	ТРДН-25000/110	2020	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110	2020	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
12	ПС 110 кВ Ользоны	Т-1	ТМН-2500/110/10	1973	92	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМТН-6300/110/35/10	1974	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Оса	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1988	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1991	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Пивзавод	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	2008	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2008	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
15	ПС 110 кВ Сосновая	Т-1	ТМН-6300/110/10	1986	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1990	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
16	ПС 110 кВ Туристская	Т-1	ТДТНФ-25000/110/35/10	1992	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1977	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Урик	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	2011	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2016	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
18	ПС 110 кВ Усть-Орда	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1985	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1982	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Хомутово	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1977	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1987	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
20	ПС 35 кВ Марково	Т-1	SFZ (ТДН)-16000/35/10	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	SFZ (ТДН)-16000/35/10	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 17 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		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 Березовая ¹⁾	2023 / зима	53,00	ПС 110 кВ Березовая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	2,34	0	–	0,23	53,23	53,23	53,26	53,26	53,26	53,26
2	ПС 110 кВ Бирюса	2019 / зима	26,24	ПС 35 кВ Бирюсинск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,74	0	–	0,07	26,34	26,34	26,34	26,34	26,34	26,34
				ПС 35 кВ Джогино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,15	0	–	0,02						
3	ПС 110 кВ Вокзальная	2023 / зима	24,11	–	–	–	–	–	–	–	–	–	24,11	24,11	24,11	24,11	24,11	24,11

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		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.
4	ПС 110 кВ Жигалово	2023 / зима	13,98	ПС 110 кВ Жигалово	Администрации муниципального образования «Жигаловский район»	26.12.2023	8205/23-ВЭС	2025	1,00	0	10	0,70	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40
				ПС 110 кВ Жигалово	ООО «Компания СпецМонтажПроект»	25.10.2021	5239/21-ВЭС	2025	0,69	0	10	0,14						
				ПС 110 кВ Жигалово	ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	28.07.2023	4399/23-ВЭС	2025	0,68	0	0,4	0,27						
				ПС 110 кВ Жигалово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,64	0	–	0,16						
5	ПС 110 кВ Изумрудная	2021 / зима	50,51	ПС 110 кВ Изумрудная	МКУ Иркутского районного МО «Служба капитального строительства»	31.03.2023	1515/23-ЮЭС	2025	1,20	0	0,4	0,24	51,96	51,97	51,97	51,97	51,97	51,97
				ПС 110 кВ Изумрудная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	10,76	0	–	1,08						
6	ПС 110 кВ Карлук ¹⁾	2023 / зима	33,10	ПС 110 кВ Карлук	ООО «Снабжение»	21.12.2020	4337/20-ВЭС	2025	3,37	0	10	1,69	40,25	40,28	40,33	40,33	40,33	40,33
				ПС 110 кВ Карлук	Физ. лицо	26.03.2024	1281/24-ВЭС	2025	2,57	0	10	0,51						
				ПС 110 кВ Карлук	ООО «Иркутский резиноперерабатывающий завод»	24.01.2022	5385/21-ВЭС	2025	1,00	0	10	0,80						
				ПС 110 кВ Карлук	ПЖСК «Падь Чадкова»	05.08.2019	2125/19-ВЭС	2025	0,84	0	0,4	0,17						
				ПС 110 кВ Карлук	СНТ «Баргузин»	30.08.2021	4440/21-ВЭС	2025	0,80	0	10	0,16						
				ПС 110 кВ Карлук	Физ. лицо	16.09.2019	2301/19-ВЭС	2025	0,67	0	10	0,60						
				ПС 110 кВ Карлук	ИП Рогов Игорь Валерьевич	08.04.2021	1186/21-ВЭС	2025	0,67	0	10	0,13						
				ПС 110 кВ Карлук	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	24,41	0	–	2,44						
7	ПС 110 кВ Летняя	2023 / зима	30,02	ПС 110 кВ Летняя	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	3,17	0	–	0,32	30,35	30,35	30,37	30,37	30,37	30,37
8	ПС 110 кВ Луговая ¹⁾	2021 / зима	45,50	ПС 110 кВ Луговая	ООО «Инженерно-Строительная Компания»	24.06.2022	8279/21-ЮЭС	2025	1,14	0	0,4	0,46	46,64	46,69	46,69	46,69	46,69	46,69
				ПС 110 кВ Луговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	6,13	0	–	0,61						
9	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	2023 / зима	55,55	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	31.05.2021	2137/21-ЮЭС	2025	1,15	0	6	0,58	57,50	57,55	57,55	57,55	57,55	57,55
				ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	ООО СЗ «Графит»	07.12.2023	3074/23-ЮЭС	2025	0,81	0	0,4	0,32						
				ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	7,81	0	–	0,78						
				ПС 35 кВ КПД	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	1,23	0	–	0,12						
10	ПС 110 кВ Нагорная ¹⁾	2023 / зима	29,46	ПС 110 кВ Нагорная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,93	0	–	0,49	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07
				ПС 35 кВ Партизанская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,59	0	–	0,06						
11	ПС 110 кВ Новая Лисиха ¹⁾	2023 / зима	29,90	ПС 110 кВ Новая Лисиха	ДПН «СОЮЗ»	15.12.2014	6796/14-ВЭС	2025	1,26	0	10	0,25	31,27	31,35	31,38	31,38	31,38	31,38
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ООО СЗ «Хрустальный Девелопмент»	17.08.2022	2962/22-ВЭС	2025	1,11	0	0,4	0,44						
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	6,34	0	–	0,63						
12	ПС 110 кВ Ользоны	2023 / зима	3,59	ПС 110 кВ Ользоны	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,40	0	–	0,04	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
13	ПС 110 кВ Оса	2023 / зима	41,71	ПС 110 кВ Оса	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	3,04	0	–	0,30	42,16	42,22	42,25	42,25	42,25	42,25
				ПС 35 кВ Казачье	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,05	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Каменка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,61	0	–	0,06						
				ПС 35 кВ Середкино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,05	0	–	0,005						
				ПС 35 кВ Тараса	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	0,39	0	–	0,04						
				ПС 35 кВ Усть-Алтан	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,77	0	–	0,08						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		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.
14	ПС 110 кВ Пивзавод ¹⁾	2023 / зима	93,28	ПС 110 кВ Пивзавод	ООО «РЭС»	14.10.2021	5886/21-ЮЭС	2025	4,00	0	35	2,00	97,73	97,77	97,77	97,77	97,77	97,77
				ПС 110 кВ Пивзавод	ООО «Савиновские магнезиты»	02.11.2021	6959/21-ЮЭС	2025	1,00	0	10	0,50						
				ПС 110 кВ Пивзавод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	3,51	0	–	0,35						
				ПС 35 кВ Высота	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,65	0	–	0,07						
				ПС 35 кВ Индустриальная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,31	0	–	0,03						
				ПС 35 кВ Марково	ОГКУ «Единый заказчик в сфере строительства Иркутской области»	25.12.2023	ИЭС-23/ЮЛ-604	2025	1,02	0	0,4	0,20						
				ПС 35 кВ Марково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,00	0	–	0,60						
				ПС 35 кВ Смоленщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	2,97	0	–	0,30						
15	ПС 110 кВ Сосновая	2023 / зима	10,31	ПС 110 кВ Сосновая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	1,31	0	–	0,13	10,43	10,45	10,46	10,46	10,46	10,46
16	ПС 110 кВ Туристская	2023 / зима	42,02	ПС 110 кВ Туристская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,55	0	–	0,06	42,08	42,08	42,08	42,08	42,08	42,08
17	ПС 110 кВ Урик ¹⁾	2023 / зима	85,28	ПС 110 кВ Урик	Физ. лицо	13.12.2023	6607/23-ВЭС	2025	0,72	0	0,4	0,29	87,65	87,65	87,69	87,69	87,69	87,69
				ПС 110 кВ Урик	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	16,85	0	–	1,69						
				ПС 35 кВ Лыловщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	2,00	0	–	0,20						
18	ПС 110 кВ Усть-Орда	2023 / зима	45,58	ПС 110 кВ Усть-Орда	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,57	0	–	0,26	45,95	45,95	45,95	45,95	45,95	45,95
				ПС 35 кВ Бозой	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,01	0	–	0,001						
				ПС 35 кВ Гаханы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,58	0	–	0,06						
				ПС 35 кВ Харат	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,26	0	–	0,03						
19	ПС 110 кВ Хомутово ¹⁾	2023 / зима	54,65	ПС 110 кВ Хомутово	Физ. лицо	29.08.2023	4338/23-ВЭС	2025	0,75	0	35	0,60	56,72	56,73	56,76	56,76	56,76	56,76
				ПС 110 кВ Хомутово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	12,98	0	–	1,30						
20	ПС 35 кВ Марково	2023 / зима	38,84	ПС 35 кВ Марково	ОГКУ «Единый заказчик в сфере строительства Иркутской области»	25.12.2023	ИЭС-23/ЮЛ-604	2025	1,02	0	0,4	0,20	39,73	39,73	39,73	39,73	39,73	39,73
				ПС 35 кВ Марково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,00	0	–	0,60						

Примечание – ¹⁾ Величина перспективной нагрузки ПС приведена без учета планируемого сетевой организацией перераспределения мощности с других центров питания.

ПС 110 кВ Березовая.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки на ПС 110 кВ Новая Лисиха) выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 53,00 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 76,66 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,34 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,26 МВА).

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» планируется строительство РП 10 кВ Колос с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ вблизи п. Молодежный с переводом нагрузки с ПС 110 кВ Березовая на ПС 110 кВ Новая Лисиха в объеме 2,50 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 53,00 + 0,26 + (-2,50) - 0 = 50,76 \text{ МВА.}$$

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 2,50 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Березовая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 69,20 % (без ТП превышение до 76,66 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Березовая ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Березовая расчетный объем ГАО составит 20,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 50,76 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Бирюса.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 26,24 МВА. В соответствии с информацией АО «ИЭСК» нагрузка ПС 110 кВ Бирюса в зимний контрольный замер 2019 года является нехарактерной в связи с ростом нагрузок подстанции из-за наводнения, что повлекло разрушение домов и массовое использование электрического отопления взамен печного. Таким образом, зимний контрольный замер 2019 года не рассматривается при дальнейшем анализе нагрузки ПС 110 кВ Бирюса. Фактическая максимальная нагрузка за период 2020–2023 годов выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 20,93 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 9,02 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 66,98 % от $S_{\text{ддн}}$.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,93 + 0,10 + 0 - 0 = 21,03 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Бирюса, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 9,53 % (без ТП превышение до 9,02 %).

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

ПС 110 кВ Бирюса, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 67,29 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бирюса ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Бирюса расчетный объем ГАО составит 1,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 21,03 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-2 1×16 МВА на трансформатор 1×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Вокзальная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 24,11 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 25,56 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,11 + 0 + 0 - 0 = 24,11 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Вокзальная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 25,56 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Вокзальная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Вокзальная расчетный объем ГАО составит 4,91 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,11 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».
Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Жигалово.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 13,98 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 16,49 % (84,90 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,42 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (администрация муниципального образования «Жигаловский район» договор ТП от 26.12.2023 № 8205/23-ВЭС заявленной мощностью 1,000 МВт, ООО «Компания СпецМонтажПроект» договор ТП от 25.10.2021 № 5239/21-ВЭС заявленной мощностью 0,690 МВт, ООО «АНВА Прогресс-Мурманск» договор ТП от 28.07.2023 № 4399/23-ВЭС заявленной мощностью 0,682 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 110 кВ Жигалово с заменой существующего силового трансформатора Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,98 + 1,42 + 0 - 0 = 15,40 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Жигалово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 103,64 % (28,29 %) (без ТП превышение до 84,90 % (16,49 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Жигалово ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Жигалово расчетный объем ГАО составит 7,83 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Жигалово расчетный объем ГАО составит 3,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,40 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×6,3 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».
Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Изумрудная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 50,51 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 68,37 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -20,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,46 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП МКУ Иркутского районного МО «Служба капитального строительства» (договор ТП от 31.03.2023 № 1515/23-ЮЭС заявленной мощностью 1,200 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 50,51 + 1,46 + 0 - 0 = 51,97 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Изумрудная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 73,24 % (без ТП превышение до 68,37 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Изумрудная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Изумрудная расчетный объем ГАО составит 21,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 51,97 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».
Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Карлук.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 33,10 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 5,92 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,82 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 28,28 МВА (90,50 % от $S_{\text{ддн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 34,32 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,23 МВА).

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» в 2027 году планируется перевод части нагрузки ВЛ 10 кВ Хомутово – Церковь и ВЛ 10 кВ Хомутово – ЖК Куда с ПС 110 кВ Хомутово на планируемую к строительству ПС 110 кВ Горная в объеме 4,00 МВА без возможности обратного перевода. С учетом информации от АО «ИЭСК» о невозможности установки на ПС 110 кВ Хомутово трансформаторов мощностью 63 МВА, необходимо также обеспечить дополнительный перевод нагрузки величиной 1 МВА с ПС 110 кВ Хомутово на ПС 110 кВ Карлук.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,10 + 7,23 + 5,00 - 4,82 = 40,51 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,82 МВА и перераспределения мощности с других центров питания в объеме 5,00 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Карлук, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 29,63 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Карлук ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Карлук расчетный объем ГАО составит 9,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40,51 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Сетевая организация в целях разгрузки ПС 110 кВ Карлук предлагает к реализации альтернативное техническое решение – строительство ПС 110 кВ Горная с трансформаторами 2×16 МВА и отпайками от ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с переводом части нагрузки ПС 110 кВ Карлук на ПС 110 кВ Горная в 2027 году в объеме 10,74 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, рассмотрены следующие варианты мероприятий по устранению выявленных проблем.

Вариант № 1:

– реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Вариант № 2:

– строительство ПС 110 кВ Горная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый;

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Горная ориентировочной протяженностью 4,5 км каждая.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.3, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 632,16 млн руб., по варианту № 2 – 1545,05 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом является вариант № 1 с реконструкцией ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Летняя.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки на ПС 110 кВ Дачная) выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 30,02 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 56,33 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -29,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,17 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,35 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,02 + 0,35 + 0 - 0 = 30,37 \text{ МВА.}$$

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 Летняя, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 58,16 % (без ТП превышение до 56,33 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Летняя ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Летняя расчетный объем ГАО составит 11,17 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,37 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Луговая.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 45,50 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 51,66 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -20,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,27 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,19 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания» (договор ТП от 01.10.2021 № 5461/21-ЮЭС заявленной мощностью 4,700 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 110 кВ Луговая с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,50 + 1,19 + 0 - 0 = 46,69 \text{ МВА.}$$

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 Луговая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 55,62 % (без ТП превышение до 51,66 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Луговая ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 16,69 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 46,69 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

По информации АО «ИЭСК» после проведения мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Луговая (замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА) возможен перевод нагрузки в объеме 12,60 МВА на ПС 110 кВ Луговая, в том числе 8,93 МВА с ПС 35 кВ Баклаши и 3,67 МВА с ПС 220 кВ Светлая.

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Луговая с учетом указанного перевода составит 59,29 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Мельниково (Т-3 и Т-4).

В настоящий момент на ПС 110 кВ Мельниково установлены два трансформатора Т-1 110/35/6 кВ, Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и два трансформатора Т-3 110/10/6 кВ, Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый. Далее будет рассмотрена загрузка трансформаторов Т-3 и Т-4 ПС 110 кВ Мельниково.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 55,545 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 85,15 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,995 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,001 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Атлант» договор ТП от 02.08.2022 № 2665/22-ЮЭС заявленной мощностью 3,000 МВт, ООО «СЗ «Грандстрой Девелопмент» договор ТП от 29.04.2021 № 1172/21-ЮЭС заявленной мощностью 2,66756 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой Т-3 110/10/6 кВ и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 55,545 + 2,001 + 0 - 0 = 57,546 \text{ МВА.}$$

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 Мельниково, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 91,82 % (без ТП превышение до 85,15 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторов Т-3 и Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов (Т-3 или Т-4) на ПС 110 кВ Мельниково расчетный объем ГАО составит 27,546 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 57,546 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Нагорная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 29,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 98,19 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,51 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,61 МВА).

По информации от АО «ИЭСК» в 2028 году планируется перевод ПС 110 кВ Релейная в РП с переводом нагрузки на ПС 110 кВ Нагорная в объеме 14,55 МВА. Необходимость данного мероприятия обусловлена ежегодными подтоплениями ПС 110 кВ Релейная в период весеннего таяния снега и невозможностью реализовать выполнение противопаводковых мероприятий, исключающих ежегодное подтопление территории подстанции.

Кроме того, в качестве схемно-режимного мероприятия в целях разгрузки ПС 110 кВ Нагорная рассматривается возможность перевода ПС 35 кВ Партизанская в РП в 2026 году с переводом нагрузки с ПС 110 кВ Нагорная на ПС 110 кВ Центральная в объеме 8,98 МВА после проведения мероприятий по

строительству КЛ 6 кВ. АО «ИЭСК» планирует оставить возможность обратного перевода питания нагрузки РП Партизанская на ПС 110 кВ Нагорная в ПАР отключения трансформатора на ПС 110 кВ Центральная.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,46 + 0,61 + 14,55 - 8,98 = 35,64 \text{ МВА.}$$

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 8,98 МВА и перераспределения мощности с других центров питания в объеме 14,55 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Нагорная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 18,80 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нагорная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Нагорная расчетный объем ГАО составит 5,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,64 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Новая Лисиха.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки с ПС 110 кВ Березовая) выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 29,90 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 95,68 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,70 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,48 МВА).

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» планируется строительство РП 10 кВ Колос с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ вблизи п. Молодежный с переводом нагрузки с ПС 110 кВ Березовая на ПС 110 кВ Новая Лисиха в объеме 2,50 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,90 + 1,48 + 2,50 - 0 = 33,88 \text{ МВА.}$$

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 с других центров питания в объеме 2,50 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Новая Лисиха, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 8,42 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новая Лисиха ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новая Лисиха расчетный объем ГАО составит 2,63 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,88 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ользоны.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 3,59 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 36,71 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 47,47 % от $S_{\text{длн}}$.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,13 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 2,46 МВА (93,67 % от $S_{\text{длн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,40 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,59 + 0,04 + 0 - 1,13 = 2,50 \text{ МВА.}$$

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 1,13 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Ользоны, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 95,35 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Ользоны с заменой существующего силового трансформатора 1×2,5 МВА на 1×4 МВА).

ПС 110 кВ Оса.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 41,706 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 39,02 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 7,749 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 33,957 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 13,19 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,909 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,546 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 41,706 + 0,546 + 0 - 7,749 = 34,503 \text{ МВА.}$$

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 7,749 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Оса, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 15,01 % (без ТП превышение до 13,19 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Оса ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Оса расчетный объем ГАО составит 4,503 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,503 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Пивзавод.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки на ПС 220 кВ Светлая) выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 93,28 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 86,55 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,45 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,50 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 93,28 + 4,50 + 0 - 0 = 97,77 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пивзавод, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 95,55 % (без ТП превышение до 86,55 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пивзавод ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пивзавод расчетный объем ГАО составит 47,77 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 97,77 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» существующая территория ПС 110 кВ Пивзавод не позволяет установить дополнительный трансформатор

мощностью 63 МВА, а также предусмотреть установку трансформаторов мощностью 100 МВА взамен существующих. В частности, отсутствует свободное место под размещение маслоприемников с учетом габаритов предлагаемых к установке трансформаторов, маслоборника, дополнительных ячеек 110 кВ.

Одной из причин существенного роста нагрузок на ПС 110 кВ Пивзавод является рост нагрузок ПС 35 кВ Марково, питающейся от ПС 110 кВ Пивзавод по ВЛ 35 кВ Пивзавод – Марково цепь А, В результате увеличения нагрузок п. Марково.

ПС 35 кВ Марково.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 38,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 94,20 %.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,89 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 38,84 + 0,89 + 0 - 0 = 39,73 \text{ МВА.}$$

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 Марково, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 98,66 % (без ТП превышение до 94,20 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Марково ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Марково расчетный объем ГАО составит 19,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,73 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.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» существующая территория ПС 35 кВ Марково не позволяет увеличить мощность трансформаторов до 40 МВА. В частности, отсутствует свободное место под размещение маслоприемников с учетом габаритов предлагаемых к установке трансформаторов мощностью 40 МВА, маслоборника, дополнительных секций КРУН-10 кВ. Возможность расширения площадки подстанции отсутствует по причине расположения ПС в застроенной части п.г.т. Маркова и ограничения автомобильными дорогами с двух сторон.

Сетевая организация в целях разгрузки ПС 35 кВ Марково и ПС 110 кВ Пивзавод предлагает к реализации альтернативное техническое решение – реконструкцию ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×80 МВА, строительство ПС 110 кВ Анисимово с трансформаторами 2×40 МВА и двухцепной ВЛ 35 кВ Марково – Анисимово с переводом нагрузки ПС 35 кВ Марково на питание от ПС 110 кВ Анисимово в 2027 году в объеме 39,73 МВА.

В рассматриваемом районе ПС 110 кВ Пивзавод и ПС 35 кВ Марково также выявлены проблемы на ПС 220 кВ Светлая, которая имеет связь по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Пивзавод. Для оптимальной проработки мероприятий по устранению выявленных проблем района следует рассматривать варианты комплексно, в том числе с учетом реконструкции ПС 220 кВ Светлая.

По информации АО «ИЭСК» возможно осуществление схемно-режимных мероприятий по разгрузке ПС 220 кВ Светлая путем переноса точки нормального раздела по сети 35 кВ (перевод нагрузки трансформатора Т-1 ПС 35 кВ Смоленщина (18,38 МВА) с ПС 220 кВ Светлая на ПС 110 кВ Пивзавод).

В случае осуществления указанных мероприятий, а также с учетом перевода нагрузки ПС 35 кВ Марково на ПС 110 кВ Анисимово, перспективная нагрузка ПС 110 кВ Пивзавод составит 76,42 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 с других центров питания в объеме 18,38 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пивзавод, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 52,84 % (без ТП превышение до 86,55 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пивзавод ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пивзавод расчетный объем ГАО составит 26,42 МВА.

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

Вариант № 1:

– реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый;

– реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый;

– строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый;

– строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая;

– строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Анисимово до ПС 35 кВ Марково ориентировочной протяженностью 2,4 км.

Вариант № 2:

– реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый;

– реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый;

– строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый;

– строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая;

– строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Анисимово до ПС 35 кВ Марково ориентировочной протяженностью 2,4 км.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.4, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 3993,26 млн руб., по варианту № 2 – 4454,87 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом является вариант № 1.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый;

– реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый;

– строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый;

– строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая;

– строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Анисимово до ПС 35 кВ Марково ориентировочной протяженностью 2,4 км.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Итоговые технические решения могут быть уточнены в рамках выполнения предпроектного обследования при разработке проектно-сметной документации.

ПС 110 кВ Сосновая.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 10,31 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 36,42 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -29,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,15 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,31 + 0,15 + 0 - 0 = 10,46 \text{ МВА.}$$

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 Сосновая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 38,34 % (без ТП превышение до 36,42 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сосновая ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сосновая расчетный объем ГАО составит 2,90 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,46 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Туристская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 42,02 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 40,08 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -29,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,06 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 42,02 + 0,06 + 0 - 0 = 42,08 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Туристская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 40,28 % (без ТП превышение до 40,08 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Туристская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Туристская расчетный объем ГАО составит 12,08 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 42,03 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Урик.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 85,28 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 70,55 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 80,28 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 60,55 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,41 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (физ. лицо договор ТП от 14.03.2022 № 1186/22-ВЭС заявленной мощностью 1,065 МВт, физ. лицо договор ТП от 13.12.2023 № 6607/23-ВЭС заявленной мощностью 0,720 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 110 кВ Урик с заменой существующих силовых трансформаторов.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» в 2028 году планируется строительство ВЛ 35 кВ Геологическая – Лыловщина с переключением нагрузки ПС 35 кВ Лыловщина с ПС 110 кВ Урик на ПС 220 кВ Столбово в объеме 7,90 МВА

с возможностью обратного перевода в ПАР отключения трансформатора на ПС 220 кВ Столбово.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 85,28 + 2,41 + (-7,90) - 5,00 = 74,79 \text{ МВА.}$$

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 5,00 МВА и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 7,90 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Урик, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 49,58 % (без ТП превышение до 60,55 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Урик ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Урик расчетный объем ГАО составит 24,79 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 74,79 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×80 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Усть-Орда.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 45,575 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 51,92 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -29,9 \text{ } ^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,880 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 38,695 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 28,98 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,415 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,379 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,575 + 0,379 + 0 - 6,880 = 39,074 \text{ МВА.}$$

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 6,880 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Усть-Орда, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 30,25 % (без ТП превышение до 28,98 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Усть-Орда ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Усть-Орда расчетный объем ГАО составит 9,074 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,074 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Хомутово.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки на ПС 110 кВ Оёк) выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 54,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 82,18 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 12,43 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 42,22 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 40,75 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,11 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (физ. лицо договор ТП от 14.03.2022 № 1186/22-ВЭС заявленной мощностью 1,065 МВт, физ. лицо договор ТП от 29.08.2023 № 4338/23-ВЭС заявленной мощностью 0,750 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Хомутово с заменой 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.

Кроме того, по информации АО «ИЭСК» в 2027 году планируется перевод части нагрузки ВЛ 10 кВ Хомутово – Церковь и ВЛ 10 кВ Хомутово – ЖК Куда с ПС 110 кВ Хомутово на планируемую к строительству ПС 110 кВ Горная в объеме 4,00 МВА без возможности обратного перевода.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 54,65 + 2,11 - 4,00 - 12,43 = 40,33 \text{ МВА.}$$

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 12,43 МВА и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 4,00 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Хомутово, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 34,43 % (без ТП превышение до 40,75 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Хомутово ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Хомутово расчетный объем ГАО составит 10,33 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40,33 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Согласно информации от АО «ИЭСК» существующая территория ПС 110 кВ Хомутово физически не позволяет увеличить мощность трансформаторов до 63 МВА с учетом требований по оснащению резервуарами с водой и системой ее подачи для обеспечения пожаротушения. Возможность расширения площадки подстанции отсутствует по причине расположения в застроенной части с. Хомутово и ограничения автомобильными дорогами с трех сторон.

С учетом информации от АО «ИЭСК» о невозможности установки на ПС 110 кВ Хомутово трансформаторов мощностью 63 МВА, необходимо обеспечить дополнительный перевод нагрузки величиной не менее 1 МВА с ПС 110 кВ Хомутово на ПС 110 кВ Карлук. Загрузка ПС 110 кВ Хомутово с учетом дополнительного перевода составит 39,33 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».
Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

2.2.1.2 АО «Витимэнерго»

Рассмотрены предложения АО «Витимэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 18 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 19 приведены данные по

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 20 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 18 – 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 Мараканская	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			T-2	115/38,5/6,6	6,3	2,48	2,38	2,67	3,56	3,83	6,91	8,04	7,66	6,45	7,26	

Таблица 19 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Мараканская	T-1	TMTГ-10000/110	1967	74,7	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	TMT-6300/110	1966	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 20 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		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 Мараканская	2020 / лето	8,04	ПС 35 кВ Веселяевская	АО «ЗДК «Лензолото»	18.03.2021	ПП-245-21	2025	1,400	0	35	1,120	9,29	9,29	9,29	9,29	9,29	9,29

ПС 110 кВ Мараканская.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 8,04 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 19,87 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 75,52 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +11,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,065.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,40 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,04 + 1,24 + 0 - 0 = 9,28 \text{ МВА.}$$

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 превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Мараканская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 38,42 % (без ТП превышение до 19,87 %).

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 Мараканская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 87,20 % от $S_{\text{длн}}$.

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

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 9,28 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Витимэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

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

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 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых в энергосистеме Иркутской области¹⁾

№ 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	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»
3	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»
2	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»
3	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км с расширением РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор на одну ячейку и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск	АО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Тулун – Ново-Зиминская</i>		
1	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая, демонтаж отпайки до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	АО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
<i>Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	АО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – ПС 220 кВ Ново-Ленино</i>		
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности Сети	ПАО «Корпорация «Иркут»
2	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»
<i>Транзит 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово – Слюдянка (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности и реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
6	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
7	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
8	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежда – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Коршуниха – Лена</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	ОАО «РЖД»
3	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	АО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
<i>Транзит 110 кВ Саянская тяговая – Тайшет</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»

Примечание – ¹⁾ Мероприятия приведены с учетом ТЭО вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун «Оценка возможности реализации титула строительства «Реконструкция ПС 220/110/10 (ПП-500) кВ Тулун. Установка автотрансформатора АТ-3» инв. № 192/ЗЭС-ОВР проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 220/110/10 (ПП-500) кВ Тулун. Установка автотрансформатора АТ-3» и проектной документации по титулу «Станция Тайшет Восточно-Сибирской железной дороги. Усиление устройств электроснабжения» и технических решений в рамках работы по титулу «Сооружение ВЛ 110 кВ ПС Нижнеудинск – ПС Замзор, с заходом на ПС Водопад, с заходом на Вагонно-ремонтный завод (ВРЗ), отпайка на ПС Ук» (замена провода на провод с большей пропускной способностью, протяженностью по трассе 75,646 км) инв. № 8000011420.

2.2.2.2 АО «ИЭСК»

Рассмотрены предложения АО «ИЭСК» по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. В таблице 22 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 23 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 24 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 22 – 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 Еланцы	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	7,74	8,63	3,92	5,68	9,98	2,40	0	3,95	2,72	3,40	0,82
			T-2	115/38,5/11	10	0	3,64	5,49	8,14	7,52	0,82	4,05	1,78	1,04	1,01	
2	ПС 110 кВ Черноруд	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	0	3,53	4,66	4,66	5,52	1,70	0	2,72	2,91	2,50	0
			T-2	38,5/11	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	ПС 35 кВ Хужир	35/10	T-1	38,5/11	4	2,04	2,11	2,54	2,83	3,41	0,85	0,68	1,33	1,15	0	0
			T-2	38,5/11	4	2,35	2,41	2,71	2,83	3,46	0,91	0,61	1,33	0,97	2,51	

Таблица 23 – 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 T _{нв} , °C						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Еланцы	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1995	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1971	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Черноруд	T-1	SFSZ (ТДТН)-16000/110/35/10	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТМ-4000/35/10	1984	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 35 кВ Хужир	T-1	Resiblok-4000/35/10	2005	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	Resiblok-4000/35/10	2005	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 24 – 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 Еланцы	2023 / зима	17,50	ПС 110 кВ Еланцы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,36	0	–	0,04	18,00	18,02	18,04	18,04	18,04	18,04
				ПС 35 кВ Хужир	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	4,51	0	–	0,45						
2	ПС 110 кВ Черноруд	2023 / зима	5,52	ПС 110 кВ Черноруд	МБОУ «ЧСОШ»	16.04.2019	571/19-ВЭС	2025	0,75	0	0,4	0,15	5,93	5,95	5,96	5,96	5,96	5,96
				ПС 110 кВ Черноруд	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	2,51	0	–	0,25						
3	ПС 35 кВ Хужир	2023 / зима	6,87	ПС 35 кВ Хужир	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	4,51	0	–	0,45	7,33	7,35	7,37	7,37	7,37	7,37

ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы.

Электроснабжение поселков и баз отдыха побережья Малого моря Ольхонского района осуществляется от ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы.

Принципиальная схема сети 110–35 кВ на участке ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд представлена на рисунке 5.

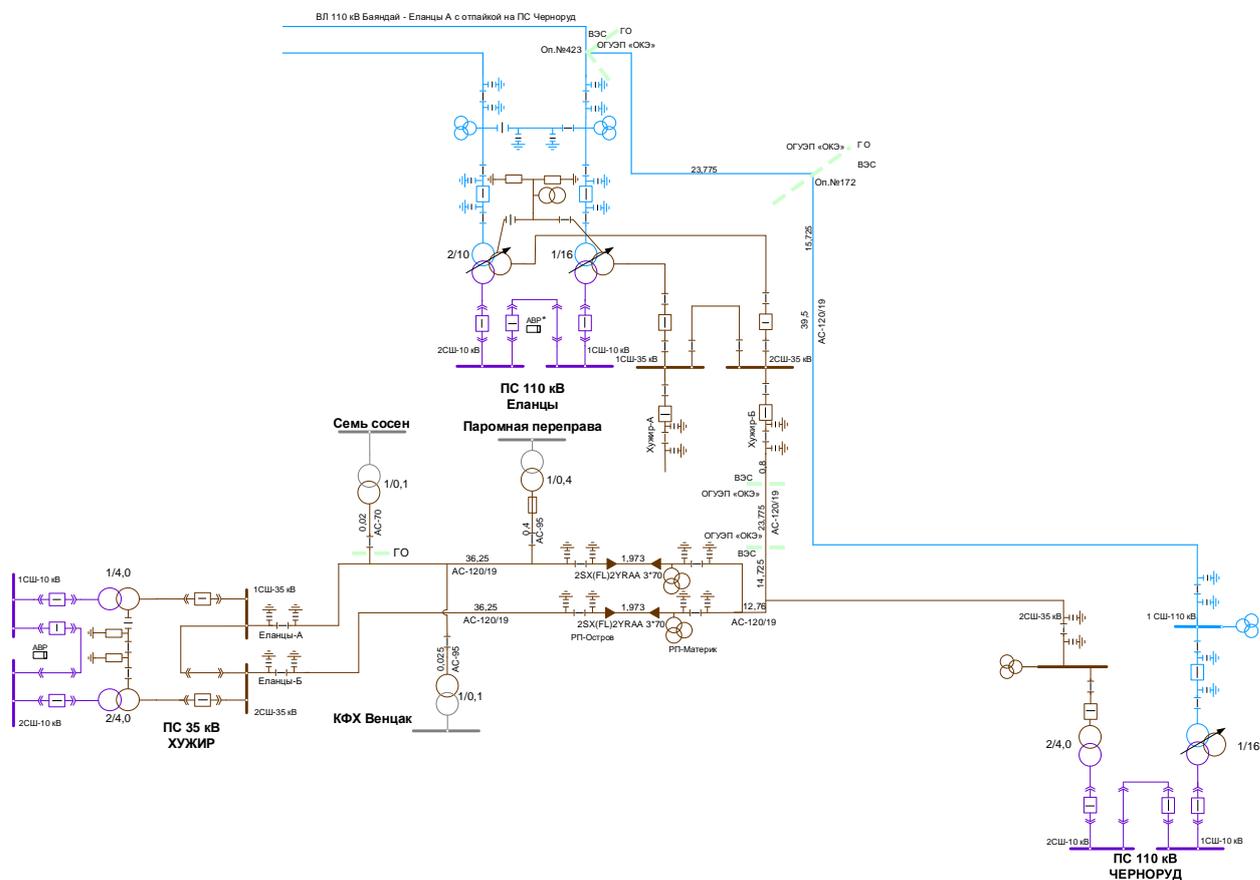


Рисунок 5 – Принципиальная схема сети 110–35 кВ на участке ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд

В настоящий момент на ПС 110 кВ Еланцы установлены трансформаторы Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА.

Согласно данным в таблицах 22, 23, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 17,503 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 45,86 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 87,52 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -29,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,821 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-2 в ПАР отключения трансформатора Т-1 составляет 16,682 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 39,02 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,870 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,541 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,503 + 0,541 + 0 - 0,821 = 17,223 \text{ МВА.}$$

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 0,821 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 43,53 % (без ТП превышение до 39,02 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Еланцы, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 89,71 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Еланцы ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Еланцы расчетный объем ГАО составит 5,223 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 17,223 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.

В связи с тем, что ПС 110 кВ Еланцы имеет связь по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Черноруд, при разработке мероприятий по устранению недопустимой перегрузки необходимо рассматривать указанный район комплексно.

В настоящий момент на ПС 110 кВ Черноруд установлен трансформатор Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА. Питание Т-1 ПС 110 кВ Черноруд осуществляется отпайкой от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь с отпайкой на ПС Черноруд, Т-2 от ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир, участок которой от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд выполнен в габаритах 110 кВ с подвеской провода участка ВЛ на общих опорах с отпайкой 110 кВ от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь на ПС 110 кВ Черноруд.

Согласно данным в таблицах 22, 23, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 5,517 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 31,35 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 27,58 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки для трансформатора Т-2 мощностью 4 МВА составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] 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 3,262 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,446 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП МБОУ «ЧСОШ» (договор ТП от 16.04.2019 № 571/19-ВЭС заявленной мощностью 0,750 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Черноруд.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5,517 + 0,446 + 0 - 0 = 5,963 \text{ МВА.}$$

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 Черноруд, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 41,97 % (без ТП превышение до 31,35 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Черноруд, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 29,81 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Черноруд ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Черноруд расчетный объем ГАО составит 1,763 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 5,963 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

От ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир осуществляется питание ПС 35 кВ Хужир с двумя трансформаторами мощностью 4 МВА каждый, ПС 35 кВ Паромная переправа с трансформатором мощностью 0,4 МВА, ПС 35 кВ Семь сосен с трансформатором мощностью 0,1 МВА, ПС 35 кВ КФХ Венцак с трансформатором мощностью 0,1 МВА и Т-2 ПС 110 кВ Черноруд. По условиям селективности РЗА (по условиям настройки релейных защит дальнего резервирования со стороны

ПС 110 кВ Еланцы) максимальный допустимый ток по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир со стороны ПС 110 кВ Еланцы составляет 135 А (8,2 МВА).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств к ПС 35 кВ Хужир суммарной максимальной мощностью 4,511 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,501 МВА).

Из-за частых аварийных отключений ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь с отпайкой на ПС Черноруд нагрузка ПС 110 кВ Черноруд переключается на ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир. Нагрузка в ремонтной схеме в зимний максимум по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) увеличивается свыше 135 А (свыше 8,2 МВА), что не позволяет обеспечить настройку релейных защит дальнего резервирования со стороны ПС 110 кВ Еланцы, а усиление ближнего резервирования на ПС 35 кВ и оснащение ВЛ 35 кВ основными защитами с абсолютной селективностью требует выполнения дорогостоящих мероприятий. Кроме того, длина ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) составляет 90 км, с ростом нагрузки фиксируется недопустимое падение напряжения, соответственно, потребуется установка устройств компенсации реактивной мощности.

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

Вариант № 1:

– реконструкция ПС 110 кВ Еланцы с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА;

– реконструкция ПС 35 кВ Хужир с установкой двух БСК мощностью 1 Мвар каждая, реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с установкой двух БСК мощностью 1 Мвар каждая;

– установка трех устройств ВЧ-обработки с присоединением на ЛЭП 35 кВ и трех ВЧ-заградителей на ЛЭП 35 кВ.

Вариант № 2:

– реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА;

– реконструкция ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Черноруд (под три присоединения: Т-1, Т-2, ВЛ 35 кВ);

– перевод участка от оп. 1 до оп. 286 ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир на проектное напряжение 110 кВ с образованием отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ Черноруд от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы II цепь (от оп. 423 двухцепной ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I, II цепь с отпайками до оп. 286 двухцепной отпайки на ПС 110 кВ Черноруд) и с образованием ВЛ 35 кВ Черноруд – Хужир с отпайками.

Для перевода участка ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир на проектное напряжение 110 кВ не требуется строительство участков ВЛ 110 кВ, достаточно переделать шлейфы на переходной оп. 423 с ВЛ 35 кВ на ВЛ 110 кВ и организовать заходы на ячейку 110 кВ нового Т-2 от ближайшей оп. 286.

Для перевода питания ВЛ 35 кВ на ПС 110 кВ Черноруд с образованием ВЛ 35 кВ Черноруд – Хужир с отпайками, реконструкция существующей ВЛ 35 кВ не требуется, достаточно переделать заходы от реконструируемого ОРУ 35 кВ до ближайшей оп. 1.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Черноруд после выполнения вышеуказанных мероприятий составит 13,332 МВА: 5,517 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Черноруд) + 6,868 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) + 0,446 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 110 кВ Черноруд) + 0,501 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 35 кВ Хужир).

Нагрузка ПС 110 кВ Еланцы после перевода питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд составит 9,313 МВА: 17,503 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Еланцы) – 6,868 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) – 0,501 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 35 кВ Хужир) – 0,821 МВА (объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений), что соответствует загрузке трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы при отключении трансформатора Т-1 равной 77,61 % от $S_{дн}$.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.5, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 632,68 млн руб., по варианту № 2 – 556,90 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом является вариант № 2, включающий реконструкцию ПС 110 кВ Черноруд.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

- перевод ПС 110 кВ Черноруд на проектную схему с заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА;

- перевод участка ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир на проектное напряжение 110 кВ;

- перевод питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

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 Иркутской области, отсутствуют.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 25 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 25 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 25 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	АО «ИЭСК»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Южная – Пивзавод 8,891 км (замена провода на большее сечение)

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
2	АО «ИЭСК»	Реконструкция транзита ВЛ 110 кВ ИГЭС – Новоленино: – ВЛ 110 кВ ИГЭС – Мельниково 9,763 км (замена провода на большее сечение); – ВЛ 110 кВ Мельниково – Максимовская 15,645 км (замена провода на большее сечение); – ВЛ 110 кВ Максимовская – Новоленино 11,937 км (замена провода на большее сечение)
3	АО «ИЭСК»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пивзавод – Новоленино 14,007 км (замена провода на большее сечение)
4	АО «ИЭСК»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская с отпайками 52,473 км (замена провода на большее сечение и расширение просеки до нормативной)
5	АО «ИЭСК»	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с переводом питания на ВЛ 110 кВ ИГЭС – Шелехово (III и IV)
6	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	Строительство нового центра питания напряжением не менее 110 кВ с одним или двумя силовыми трансформаторами (Жилой массив «Счастье» г. Усолье-Сибирское)
7	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	1. Реконструкция ВЛ-35 кВ «Туристская – Н.Кочергат» с переводом ее в 2-х цепное исполнение и напряжение 110 кВ, протяженностью 48 км; 2. Реконструкция ПС 35 кВ «Н.Кочергат» с переводом на 110 кВ и установкой 2 трансформаторов. Проектная мощность 2×10 (или 2×16) МВА
8	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	Строительство нового питающего центра 110/10 кВ с двумя трансформаторами по 32 МВА каждый в районе п. Бурдаковка
9	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	Строительство нового центра питания 110 кВ с проектной мощностью 2×40 (или 2×63) МВА в г. Нижнеудинск

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

2.3.1.1 Увеличение трансформаторной мощности подстанций 220 кВ

Рассмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанций 220 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 26 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 27 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 28 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 26 – 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 220 кВ Бытовая	220/10/10	T-1	230/11/11	63	19,38	15,67	26,29	30,80	40,55	2,01	3,82	6,20	9,86	10,30	0
			T-2	230/11/11	63	23,95	32,24	29,65	35,53	40,14	8,30	9,78	14,13	12,04	16,54	
2	ПС 220 кВ Киренга	220/110/35	AT-1	230	63	14,34	14,47	17,65	18,37	19,02	8,49	9,73	10,01	0	7,38	0
				121	63	0,76	0,50	1,79	3,50	2,12	2,12	2,45	2,00	0	7,00	
				38,5	32	13,29	13,21	15,37	19,76	19,67	6,73	7,20	8,63	0	0	
			AT-2	230	63	14,36	14,49	17,66	18,07	18,90	8,71	9,80	10,09	14,05	8,37	
				121	63	1,52	1,71	2,76	1,64	1,36	3,52	2,27	3,48	2,21	6,27	
				38,5	32	13,13	13,19	15,40	19,79	17,47	6,78	7,18	8,66	0	0	
3	ПС 220 кВ Левобережная	220/35	T-1	230/38,5	63	41,06	33,94	56,14	46,68	55,91	15,51	16,12	10,80	16,32	26,44	0
			T-2	230/38,5	63	37,94	22,90	10,51	27,43	31,86	19,00	19,53	21,93	18,58	8,81	
4	ПС 220 кВ Светлая ¹⁾	220/35/10	T-1	230/38,5/11	40	–	–	36,72	29,24	45,34	–	–	0,09	21,04	14,59	0
			T-2	230/38,5/11	40	–	–	37,33	22,35	46,26	–	–	18,30	17,64	14,16	
5	ПС 220 кВ Столбово	220/35/10	T-1	230/38,5/11	40	–	–	14,31	18,23	41,34	–	–	1,68	2,91	0	16,18
			T-2	230/38,5/11	40	–	–	16,37	22,93	34,23	–	–	1,15	8,31	0	

Примечание – ¹⁾ Согласно информации АО «ИЭСК», в конце 2020 года часть нагрузки переведена с ПС 110 кВ Пивзавод на ПС 220 кВ Светлая.

Таблица 27 – 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 220 кВ Бытовая	T-1	ТРДЦН-63000/220/10/10	1988	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДЦН-63000/220/10/10	1988	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 220 кВ Киренга	AT-1	АТДЦТН-63000	1986	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		AT-2	АТДЦТН-63000	1984	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 220 кВ Левобережная	T-1	ТДН-63000/220/35	2007	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-63000/220/35	2009	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
4	ПС 220 кВ Светлая	T-1	SFSZ (ТДТН)-40000/220/35/10	2020	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	SFSZ (ТДТН)-40000/220/35/10	2020	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
5	ПС 220 кВ Столбово	T-1	SFSZ (ТДТН)-40000/220/35/10	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	SFSZ (ТДТН)-40000/220/35/10	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 28 – 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 220 кВ Бытовая ²⁾	2023 / зима	80,69	ПС 220 кВ Бытовая	ООО СЗ Инвестиционная компания «ПарапетСтрой»	06.04.2023	890/23-ЮЭС	2027	2,24	0	0,4	0,90	83,59	83,67	84,67	84,67	84,67	84,67
				ПС 220 кВ Бытовая	МКУ «Управление капитального строительства города Иркутска»	26.07.2023	2397/23-ЮЭС	2025	1,10	0	0,4	0,44						

№ 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.
				ПС 220 кВ Бытовая	ООО «Компромсервис»	02.11.2021	6586/21-ЮЭС	2025	1,00	0	10	0,50						
				ПС 220 кВ Бытовая	ООО «СЗ «Парк Томсона»	26.05.2020	879/20-ЮЭС	2025	0,81	0	10	0,32						
				ПС 220 кВ Бытовая	ТУ для ТП менее 670 кВ			2025–2026	14,26	0	–	1,43						
2	ПС 220 кВ Киренга	2023 / зима	37,92	ПС 220 кВ Киренга	ПАО «Газпром»	21.12.2021	290/21-СЭС	2025	4,90	0	10	3,92	56,51	56,51	56,51	56,51	56,51	56,51
				ПС 220 кВ Киренга	ООО «Русфорест Магистральный»	19.08.2020	191/20-СЭС	2025	4,50	0	35	4,05						
				ПС 220 кВ Киренга	ПАО «Газпром»	28.07.2023	65/23-СЭС	2025	3,50	0	10	3,15						
				ПС 220 кВ Киренга	ОАО «РЖД»	07.12.2022	686/22-СЭС	2025	2,35	0	110	1,65						
				ПС 220 кВ Киренга	ПАО «Газпром»	30.12.2022	500/22-СЭС	2025	1,54	0	10	1,39						
				ПС 220 кВ Киренга	АО «Ямалтрансстрой»	19.06.2023	43/3ТП/ЗБК-2023	2025	1,00	0	10	0,80						
				ПС 220 кВ Киренга	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,04	0	–	0,004						
				ПС 35 кВ Небель	АО «Ленгазспецстрой»	11.02.2021	395/20-СЭС	2025	1,64	0	35	1,15						
				ПС 35 кВ Небель	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,23	0	–	0,02						
				ПС 35 кВ Окунайка	АО «Ямалтрансстрой»	28.12.2023	420/23-ИЭСК	2025	1,50	0	35	0,60						
				ПС 35 кВ Окунайка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	–	0,002						
				3	ПС 220 кВ Левобережная ²⁾	2023 / зима	87,77	ПС 220 кВ Левобережная	ООО «Строительные технологии»	16.12.2021	1516/5	2025						
ПС 220 кВ Левобережная	ООО «ПСЗ»	12.12.2022	1304/5					2025	2,50	0	35	0,50						
ПС 35 кВ Военный Городок	ООО «Альянс»	03.08.2023	2101/23-ЮЭС					2025	1,00	0	6	0,70						
ПС 35 кВ Военный Городок	Физ. лицо	18.04.2022	1371/22-ЮЭС					2026	0,93	0	6	0,19						
ПС 35 кВ Военный Городок	ТУ для ТП менее 670 кВт							2025–2026	2,92	0	–	0,29						
ПС 35 кВ Жилкино	ООО «СтройПроектСервис»	17.01.2023	7180/22-ЮЭС					2025	5,00	0	6	2,50						
ПС 35 кВ Жилкино	Физ. лицо	24.03.2022	1778/22-ЮЭС					2025	1,00	0	6	0,50						
ПС 35 кВ Жилкино	ООО «Стройматериалы»	09.08.2021	4534/21-ЮЭС					2025	0,80	0	6	0,40						
ПС 35 кВ Жилкино	ТУ для ТП менее 670 кВт							2025	1,08	0	–	0,11						
ПС 35 кВ Фирма Байкал	ТУ для ТП менее 670 кВт							2025	0,56	0	–	0,06						
4	ПС 220 кВ Светлая ²⁾	2023 / зима ¹⁾	91,60	ПС 220 кВ Светлая	ООО «Группа компаний Старатель»	08.10.2021	6501/21-ЮЭС	2025	5,00	0	10	2,50	109,79	109,85	109,85	109,85	109,85	109,85
				ПС 220 кВ Светлая	ООО «Группа компаний Старатель»	01.11.2021	7370/21-ЮЭС	2025	5,00	0	10	2,50						
				ПС 220 кВ Светлая	ООО «ЛидерСтальБетон»	10.09.2021	5603/21-ЮЭС	2025	4,95	0	10	2,48						
				ПС 220 кВ Светлая	ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания»	01.10.2021	5461/21-ЮЭС	2025	4,70	0	10	2,35						
				ПС 220 кВ Светлая	ИП Ничков Александр Николаевич	19.11.2021	6635/21-ЮЭС	2025	4,70	0	10	3,29						
				ПС 220 кВ Светлая	ООО «Группа компаний Старатель»	01.11.2021	7374/21-ЮЭС	2025	2,50	0	10	1,25						
				ПС 220 кВ Светлая	МБОУШР «Шелеховский лицей»	09.10.2019	1015/19-ЮЭС	2025	1,78	0	0,4	0,36						
				ПС 220 кВ Светлая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	3,55	0	–	0,35						
				ПС 35 кВ Баклаши	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,27	0	–	0,53						

№ 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.
5	ПС 220 кВ Столбово ²⁾	2023 / зима	75,57	ПС 35 кВ Введенщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,28	0	–	0,53	82,13	82,13	82,64	82,64	82,64	82,64
				ПС 35 кВ Индустриальная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,33	0	–	0,03						
				ПС 35 кВ Смоленщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,64	0	–	0,26						
				ПС 220 кВ Столбово	Физ. лицо	09.11.2020	3762/20-ВЭС	2025	4,00	0	10	2,00						
				ПС 220 кВ Столбово	Физ. лицо	15.03.2021	844/21-ВЭС	2025	4,00	0	10	2,00						
				ПС 220 кВ Столбово	Физ. лицо	14.03.2022	1186/22-ВЭС	2027	1,07	0	10	0,43						
				ПС 220 кВ Столбово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	8,44	0	–	0,84						
ПС 35 кВ Геологическая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,06	0	–	0,01										
ПС 35 кВ Грановщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2027	10,63	0	–	1,06										
ПС 35 кВ Надежда	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,18	0	–	0,02										

Примечания

1 ¹⁾ Контрольный замер по ПС 220 кВ Светлая за 2021 год не рассматривается при анализе загрузки, т. к. является нехарактерным (в 2021 году в целях разгрузки ПС 110 кВ Пивзавод был осуществлен временный перевод нагрузки с ПС 110 кВ Пивзавод на ПС 220 кВ Светлая).

2 ²⁾ Величина перспективной нагрузки ПС приведена без учета планируемого сетевой организацией перераспределения мощности с других центров питания.

ПС 220 кВ Бытовая.

Согласно данным в таблицах 26, 27, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 80,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 6,73 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,98 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 80,69 + 3,98 + 0 - 0 = 84,67 \text{ МВА.}$$

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 220 кВ Бытовая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 12,00 % (без ТП превышение до 6,73 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Бытовая ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Бытовая расчетный объем ГАО составит 9,07 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 84,67 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

Сетевая организация предлагает к реализации альтернативное техническое решение – строительство ПС 220 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

По информации АО «ИЭСК» с. Мамоны питается по сети 10 кВ от ПС 220 кВ Бытовая, ПС 110 кВ Максимовская, ПС 35 кВ Смоленщина. ВЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Максимовская и ПС 35 кВ Смоленщина сильно загружены, имеют большую протяженность. Низкие уровни напряжения в конце линий не позволяют обеспечить требуемые показатели качества электроэнергии у конечных потребителей.

Дополнительно рассмотрен вариант, включающий реконструкцию ПС 220 кВ Бытовая с заменой существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и строительство ПС 110 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

По информации АО «ИЭСК» на новый центр питания планируется перевод нагрузки с. Мамоны в объеме 32,69 МВА без возможности обратного перевода, в том числе:

- с ПС 220 кВ Бытовая по ВЛ 10 кВ Мамоны А, Б в объеме 17,86 МВА;
- с ПС 110 кВ Максимовская по ВЛ 10 кВ Мамоны А, Б в объеме 9,51 МВА;
- с ПС 35 кВ Смоленщина по ВЛ 10 кВ Мамоны А, Б в объеме 5,32 МВА.

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

Вариант № 1:

– реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый.

Вариант № 2:

– строительство ПС 220 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый;

– строительство двухцепной отпайки от ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская №1, 2 с отпайками (ВЛ-203, ВЛ-204) до ПС 220 кВ Мамоны ориентировочной протяженностью 0,2 км;

– строительство КЛ 10 кВ протяженностью 25 км.

Вариант № 3:

– реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый;

– строительство ПС 110 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый с заходами ВЛ 110 кВ;

– строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Бытовая – Мамоны ориентировочной протяженностью 4,3 км;

– строительство КЛ 10 кВ протяженностью 25 км.

Вариант № 4:

– строительство ПС 110 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый;

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Пивзавод – Ново-Ленино с отпайками и ВЛ 110 кВ Максимовская – Ново-Ленино с отпайкой на ПС ИЗКСМ до ПС 110 кВ Мамоны ориентировочной протяженностью 0,2 км каждая;

– строительство КЛ 10 кВ протяженностью 25 км.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.6, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 1257,59 млн руб., по варианту № 2 – 3595,81 млн руб., по варианту № 3 – 4730,29 млн руб., по варианту № 4 – 2275,28 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом является вариант № 1 с реконструкцией ПС 220 кВ Бытовая с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×100 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 220 кВ Киренга.

В настоящий момент на ПС 220 кВ Киренга установлены два автотрансформатора АТ-1 220/110/35 кВ и АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый. Далее будет рассмотрена загрузка обмоток 35 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Киренга. Согласно информации от АО «ИЭСК» номинальная мощность обмоток 35 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 составляет 32 МВА каждая.

Согласно данным в таблицах 26, 27, фактическая максимальная нагрузка обмоток 35 кВ за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 39,55 МВА. В ПАР отключения одного из автотрансформаторов нагрузка обмотки 35 кВ оставшегося в работе автотрансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 3,00 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки автотрансформаторов при ТНВ -39,3 °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 18,87 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 16,76 МВА).

Перспективная нагрузка обмоток 35 кВ существующих автотрансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 39,55 + 16,76 + 0 - 0 = 56,31 \text{ МВА.}$$

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, обмотки 35 кВ существующего автотрансформатора АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Киренга, оставшегося в работе после отключения автотрансформатора АТ-2 (АТ-1), на величину до 46,64 % (без ТП превышение до 3,00 %).

Возможность снижения загрузки автотрансформаторного оборудования ПС 220 кВ Киренга ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из автотрансформаторов на ПС 220 кВ Киренга расчетный объем ГАО составит 17,91 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнить установку одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 1×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 220 кВ Левобережная.

Согласно данным в таблицах 26, 27, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 87,77 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 11,45 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-29,9^{\circ}\text{C}$ в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,79 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,60 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (физ. лицо договор ТП от 24.03.2022 № 1778/22-ЮЭС заявленной мощностью 1,000 МВт, физ. лицо договор ТП от 18.04.2022 № 1371/22-ЮЭС заявленной мощностью 0,930 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый.

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (физ. лицо договор ТП от 20.12.2023 № 6128/23-ЮЭС заявленной мощностью 1,000 МВт, ООО «Альянс» договор ТП от 03.08.2023 № 2101/23-ЮЭС заявленной мощностью 1,000 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35 кВ мощностью 125 МВА каждый.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» в 2028 году планируется осуществить перевод ПС 35 кВ Ленино с ПС 110 кВ Иркутск-Сортировочный (ОАО «РЖД») на ПС 220 кВ Левобережная в объеме 28,09 МВА без возможности обратного перевода в ПАР отключения трансформатора на ПС 220 кВ Левобережная.

Перспективная нагрузка существующих автотрансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 87,77 + 7,60 + 28,09 - 0 = 123,46 \text{ МВА.}$$

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 с других центров питания в объеме 28,09 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 220 кВ Левобережная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 56,77 % (без ТП превышение до 11,45 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Левобережная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Левобережная расчетный объем ГАО составит 44,71 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 123,46 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 125 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×125 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».
Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 220 кВ Светлая.

Согласно данным в таблицах 26, 27, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 91,60 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 83,20 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 45,70 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 18,25 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Инженерно-Строительная Компания» (договор ТП от 24.06.2022 № 8279/21-ЮЭС заявленной мощностью 1,143 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый.

Кроме того, по информации АО «ИЭСК» после проведения мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Луговая (замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА, необходимый срок реализации мероприятий – 2024 год) возможен перевод нагрузки в объеме 12,60 МВА на ПС 110 кВ Луговая, в том числе 8,93 МВА с ПС 35 кВ Баклаши и 3,67 МВА с ПС 220 кВ Светлая.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 91,60 + 18,25 - 12,60 - 0 = 97,25 \text{ МВА.}$$

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 12,60 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 220 кВ Светлая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 94,50 % (без ТП превышение до 83,20 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Светлая ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Светлая расчетный объем ГАО составит 47,25 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 97,25 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

По информации АО «ИЭСК» возможно осуществление схемно-режимных мероприятий по разгрузке ПС 220 кВ Светлая путем переноса точки нормального раздела по сети 35 кВ (перевод нагрузки трансформатора Т-1 ПС 35 кВ Смоленщина (18,38 МВА) с ПС 220 кВ Светлая на ПС 110 кВ Пивзавод).

В случае осуществления указанных мероприятий перспективная нагрузка ПС 220 кВ Светлая составит 78,87 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 30,98 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 220 кВ Светлая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 57,74 % (без ТП превышение до 83,20 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Светлая ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Светлая расчетный объем ГАО составит 28,87 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 78,87 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

В рассматриваемом районе ПС 220 кВ Светлая, которая имеет связь по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Пивзавод, также выявлены проблемы на ПС 110 кВ Пивзавод. Для оптимальной проработки мероприятий по устранению выявленных проблем района следует рассматривать варианты комплексно, в том числе с учетом реконструкции ПС 110 кВ Пивзавод. Описание вариантов реконструкции сети для устранения выявленных проблем приведено в 2.2.1.1.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.4, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 3993,26 млн руб., по варианту № 2 – 4454,87 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом является вариант № 1.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый;

– реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый;

– строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый;

– строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на

ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая;

– строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Анисимово до ПС 35 кВ Марково ориентировочной протяженностью 2,4 км.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 220 кВ Столбово.

Согласно данным в таблицах 26, 27, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 75,572 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 51,14 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -29,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 16,176 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 59,396 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 18,79 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 28,377 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,063 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП энергопринимающих устройств физического лица (договор ТП от 14.03.2022 № 1186/22-ВЭС заявленной мощностью 1,065 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 220 кВ Столбово с заменой существующих силовых трансформаторов.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» в 2028 году планируется строительство ВЛ 35 кВ Геологическая – Лыловщина с переключением нагрузки ПС 35 кВ Лыловщина с ПС 110 кВ Урик на ПС 220 кВ Столбово в объеме 7,900 МВА с возможностью обратного перевода в ПАР отключения трансформатора на ПС 220 кВ Столбово.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 75,572 + 7,063 + 7,900 - 16,176 - 7,900 = 66,459 \text{ МВА.}$$

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 24,076 МВА и перераспределения мощности с других центров питания в объеме 7,900 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 220 кВ Столбово, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 32,92 % (без ТП превышение до 18,79 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Столбово ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Столбово расчетный объем ГАО составит 16,459 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 66,459 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×80 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

2.3.1.2 Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Зиминская

На этапе 2026 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Ново-Зиминская, токовая нагрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Ново-Зиминская превышает ДДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО в энергорайоне ПС 500 кВ Ново-Зиминская рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый;

– реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой ошиновки ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности;

– реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой ошиновки ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

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

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

2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

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

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

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

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

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

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

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 29. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск».

Таблица 29 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

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

Примечания

1 ¹⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Иркутская ТЭЦ-11 (690 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

2 ²⁾ Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона, с учетом планов собственников указанного генерирующего оборудования по его реконструкции или модернизации. При этом максимальная величина аварийности снижалась в рассматриваемых энергорайонах при условии завершения плановой модернизации или замены генерирующего оборудования, которое находилось в аварийном ремонте в период прохождения максимума нагрузок в ретроспективном периоде.

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

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

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 30. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия».

Таблица 30 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	2736	2962	3180	3213	3660	3714
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	137	148	159	161	183	186
Потребность в мощности	3218	3455	3684	3719	4188	4245
в том числе экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Располагаемая мощность электростанций	2887	2887	2887	2887	3502	3502 ¹⁾
Аварийность максимальная	1078	1078	1078	1078	1078	1078
Аварийность среднестатистическая	850	850	850	850	850	850
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1809	1809	1809	1809	2424	2424 ¹⁾
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в нормальной схеме	650	650	650	650	650	650
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в единичной ремонтной схеме	295	295	295	295	295	295
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-695	-932	-1161	-1196	-1050	-1107
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1050	-1287	-1516	-1551	-1405	-1462
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-822	-1059	-1288	-1323	-1177	-1234
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	165	-61	-279	-312	-144	-198

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

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

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

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 31. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита».

Таблица 31 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	1453	1628	1788	1813	1931	1936
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	73	81	89	91	97	97
Потребность в мощности	1526	1709	1877	1904	2028	2033
Располагаемая мощность электростанций	1468	1468	1468	1468	1928	1928 ¹⁾
Аварийность максимальная	385	385	385	385	385	385
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1083	1083	1083	1083	1543	1543 ¹⁾
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в нормальной схеме	342	342	342	342	342	342
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в единичной ремонтной схеме	210	210	210	210	210	210
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-37	-220	-388	-415	-79	-84
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-169	-352	-520	-547	-211	-216
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	216	33	-135	-162	174	169

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- необходимости повышения уровня балансовой надежности;

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

для покрытия прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» в объеме 2885 МВт целесообразно рассматривать комбинированный вариант развития со строительством дополнительных объектов генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» совместно с использованием мощности существующих и вновь сооружаемых генерирующих объектов в других частях ЕЭС России с передачей в дефицитный энергорайон за КС «Братск – Иркутск» путем сооружения ЛЭП с использованием технологии постоянного тока, как наиболее эффективной для передачи значительных объемов мощности на большие расстояния.

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

Реализация ППТ позволит обеспечить экономию затрат на сооружение альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ, возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью использования пропускной

способности электрической сети, возможность масштабировать реализованный проект с увеличением его пропускной способности.

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

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

С учетом среднестатистической аварийности генерирующего оборудования в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия величиной 850 МВт дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия может быть снижен до величины 1234 МВт, в том числе не менее 216 МВт в южной части энергосистемы Забайкальского края. При этом требуется создание механизма, направленного на выполнение собственниками объектов по производству электрической энергии необходимых мероприятий по приведению состояния оборудования в нормальное техническое состояние, обеспечивающее непревышение среднестатистической аварийности.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 32 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Иркутской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 32 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Иркутской области

№ 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	Тайшетский алюминиевый завод	ЗАО «РУСАЛ Глобал Менеджмент Б.В.»	750,0	580,0	220	2025 2026	ПС 500 кВ Озерная
2	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	588,0	413,0	220	2026	ПС 220 кВ Слюдянка ПС 220 кВ Байкальск ПС 220 кВ Речушка ПС 220 кВ Якурим ПС 220 кВ Кунерма ПС 220 кВ Улькан ПС 220 кВ Киренга ПС 220 кВ Небель (строящаяся) ПС 220 кВ Ния
					110		ПС 110 кВ Облепиха ПС 110 кВ Замзор ПС 110 кВ Ук ПС 110 кВ Нижнеудинск
3	ООО «Полюс Сухой Лог»	ООО «Полюс Сухой Лог»	0,0	229,0	220	2024 2028	ПС 220 кВ Витим
4	ООО «Иркутская нефтяная компания» ПС 500 кВ Литиевая	ООО «Иркутская нефтяная компания»	0,0	220,0	500	2026 2027	ПС 500 кВ Усть-Кут Усть-Илимская ГЭС
5	Центр обработки данных	ООО «Сибмайн И»	0,0	110,0	500	2024	Братский ПП 500 кВ
Более 50 МВт							
6	Целлюлозно-картонный комбинат	Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимск	0,0	94,3	110	2024	Усть-Илимская ТЭЦ
7	ООО «ГринФилд»	ООО «ГринФилд»	0,0	90,0	220	2025	Братская ГЭС ПС 220 кВ Заводская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
8	Добыча сырой нефти	ООО «Иркутская нефтяная компания»	0,0	65,0	220	2024	ПС 220 кВ Рассолы
Более 10 МВт							
9	Центр обработки данных	ООО «Сибмайн И»	0,0	49,0	6	2024	ПС 220 кВ №6
10	Лесозаготовки, обработка древесины	ИП Полторанос А.П.	0,0	38,0	110	2024	Иркутская ТЭЦ-9 ПС 220 кВ УП-15
11	Производственный комплекс с объектами основного и вспомогательного оборудования	ЗАО «СЭМЗ»	0,0	37,0	110	2024	ПС 220 кВ Заводская
12	Комплекс по производству этилена Э-200	АО «Саянскхим-пласт»	0,0	36,8	110	2024	Ново-Зиминская ТЭЦ ПС 500 кВ Ново-Зиминская
13	Добыча руд и песков драгоценных металлов	АО «Тонода»	0,0	32,0	220	2026	ПС 220 кВ Сухой Лог ПС 220 кВ Пеледуй
14	Центр обработки данных	ООО «Сибмайн И»	0,0	30,0	10	2024	ПС 220 кВ УП-15
15	Филиал ПАО «Яковлев» – Иркутский авиационный завод	Филиал ПАО «Яковлев» – Иркутский авиационный завод	49,0	28,8	110	2024	ПС 220 кВ Ново-Ленино
16	Тепличный комплекс	ООО ТК «Саянский»	0,0	21,9	110	2024	Ново-Зиминская ТЭЦ
17	Горно-обогатительный комбинат	ООО «СГРК»	0,0	20,0	6	2024	ПС 110 кВ ГОК Светловский
18	АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	0,0	15,7	35	2024 2025	ПС 220 кВ БЦБК
19	Горно-обогатительный комбинат	ООО «Красный»	0,0	15,0	110	2024 2025	ПС 110 кВ Артемовская
20	Центр обработки данных	ООО «Сибмайн И»	0,0	14,9	6	2024	Ново-Иркутская ТЭЦ
21	ООО «Палитра»	ООО «Палитра»	0,0	14,0	110	2024	Иркутская ТЭЦ-9

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
22	УКПГ-45 Ковыктинского газоконденсатного месторождения	ПАО «Газпром»	0,0	14,0	110	2026	ПС 220 кВ Ковыкта
23	УКПГ-2 Ковыктинского газоконденсатного месторождения	ПАО «Газпром»	0,0	13,5	110	2024	ПС 220 кВ Ковыкта
24	ООО «МФЦ Капитал»	ООО «МФЦ Капитал»	0,0	11,2	10	2024	ПС 110 кВ Еловка
25	Хранение и переработка зерна	СППК «Белоярыня»	0,4	10,0	10	2024	ПС 110 кВ Кузнецовка
26	Металлургическое производство	ООО «Друза»	10,3	10,0	110	2025	ПС 110 кВ Невский
Инвестиционные проекты по информации от исполнительных органов субъектов РФ							
27	Теплоснабжение г. Байкальска, Администрация Байкальского муниципального образования (реализуется в рамках мастер-плана города)	Теплоснабжение г. Байкальска, Администрация Байкальского муниципального образования (реализуется в рамках мастер-плана города)	0,0	77	Не определено	2029	Не определен

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 33.

Таблица 33 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	72932	76489	78366	80638	82349	83871	85349
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3557	1877	2272	1711	1522	1478
Годовой темп прироста, %	–	4,88	2,45	2,90	2,12	1,85	1,76

Потребление электрической энергии по энергосистеме Иркутской области прогнозируется на уровне 85349 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,57 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 3557 млн кВт·ч или 4,88 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 1478 млн кВт·ч или 1,76 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 32.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей, наибольший прирост потребления ожидается на металлургическом предприятии ООО «РУСАЛ Тайшет»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- запуском центров обработки данных.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	10922	11308	11665	12018	12217	12362	12399
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	386	357	353	199	145	37
Годовой темп прироста, %	–	3,53	3,16	3,03	1,66	1,19	0,30
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6678	6764	6718	6710	6741	6785	6884

Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области к 2030 году прогнозируется на уровне 12399 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,87 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 386 МВт или 3,53 %, что обусловлено реализацией проекта развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» и вводом промышленных потребителей, наименьший – 37 МВт или 0,30 % в 2030 году.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области в прогнозный период уплотняется, по сравнению с отчетным периодом. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6884 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 7.

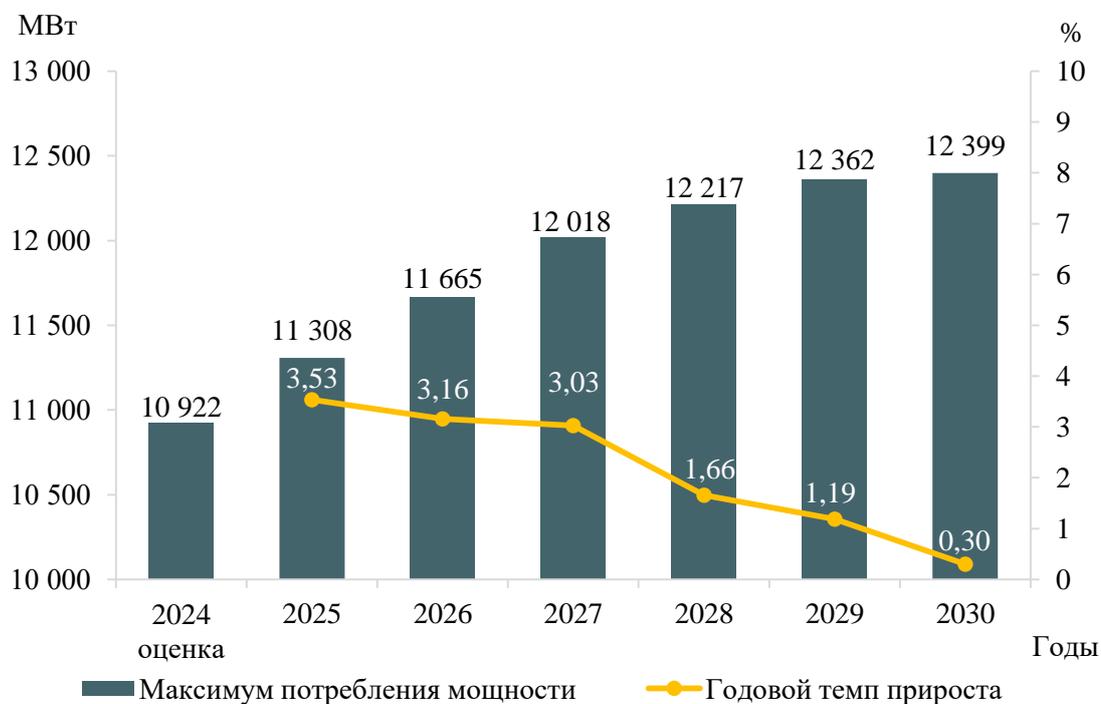


Рисунок 7 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2024 году ожидаются в объеме 179 МВт. В период 2025–2030 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 690 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Иркутской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	179	–	–	–	460	230	–	690
ТЭС	179	–	–	–	460	230	–	690

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Иркутской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 5,5 МВт на ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области в 2030 году составит 14019,4 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Иркутской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области представлена в таблице 36. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области представлена на рисунке 8.

Таблица 36 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	13323,9	13323,9	13323,9	13329,4	13789,4	14019,4	14019,4
ГЭС	9187,2	9187,2	9187,2	9192,7	9192,7	9192,7	9192,7
ТЭС	4136,7	4136,7	4136,7	4136,7	4596,7	4826,7	4826,7

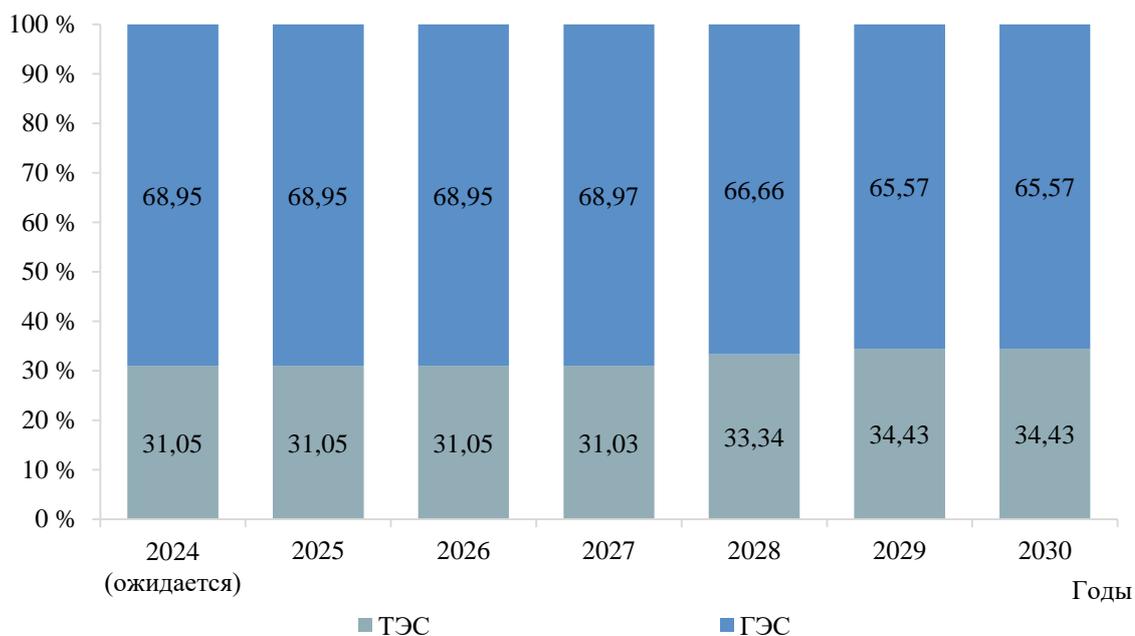


Рисунок 8 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Иркутской области 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 37.

Таблица 37 – 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 220 кВ Черемхово с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×200	–	–	–	–	–	–	–	400	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	–	80	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»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	–	25	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»
5	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км с расширением РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор на одну ячейку и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск	АО «ИЭСК»	110	км	68	–	–	–	–	–	–	–	68	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		ОАО «РЖД»	х	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	
6	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	–	–	58	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	
7	Создание на ПС 110 кВ Юрты устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	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
8	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	40	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»
9	Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад 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
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение ее в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км	АО «ИЭСК»	110	км	87	–	–	–	–	–	–	87	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
17	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
20	Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
22	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24	Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	9,36409	–	–	–	–	–	–	9,36409	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 потребителей ОАО «РЖД», ООО «Капитал»
26	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	16,14658	–	–	–	–	–	–	16,14658	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 потребителей ОАО «РЖД», ООО «Капитал»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
27	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
28	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
29	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
30	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
31	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки 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. 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		
32	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
33	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
34	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
35	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
36	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
37	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б»	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
38	Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
39	Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Иркутской области

В таблице 38 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 Иркутской области.

Таблица 38 – 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 Иркутской области

№ 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 ПП 500 кВ Янталь с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	1×180	–	–	–	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	220
2	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 на ПП 500 кВ Янталь ориентировочной протяженностью 7,2 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	2×7,2	–	–	–	–	–	14,4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	220
3	Строительство ПС 500 кВ Литиевая с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) каждый и четыре трансформатора 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	ООО «ИНК»	500	МВА	–	–	2×501	–	–	–	–	–	1002	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	220
		ООО «ИНК»	220	МВА	–	–	4×160	–	–	–	–	–	640				
4	Строительство шинного моста между ПП 500 кВ Янталь и ПС 500 кВ Литиевая (ошиновка) ориентировочной протяженностью 0,5 км	ООО «ИНК»	500	км	–	–	2×0,5	–	–	–	–	–	1	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	220
5	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	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»	64,8644	20,839
6	Строительство ПС 220 кВ Чертово Корято с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Тонода»	220	МВА	–	–	–	2×80	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тонода»	АО «Тонода»	–	32
7	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 на ПС 220 кВ Чертово Корято ориентировочной протяженностью 6,158 км каждый	АО «Тонода»	220	км	–	–	–	2×6,158	–	–	–	–	12,316				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
8	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	–	125	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»	–	69,706
		ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	–	40		ОАО «РЖД»	–	22,59
		ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	–	40		ОАО «РЖД»	16,317	15,810
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	–	2	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»	–	69,706
															ОАО «РЖД»	–	22,59
															ОАО «РЖД»	16,317	15,810
10	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1	–	–	–	–	–	2	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»	–	69,706
															ОАО «РЖД»	–	22,59
															ОАО «РЖД»	16,317	15,810

№ 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				
11	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей Особая экономическая зона Иркутск, СНТ «Горный Байкал», ФГКУ «Дирекция по организации работ по ликвидации накопленного вреда окружающей среде, а также по обеспечению безопасности гидравлических сооружений полигона «Красный бор»	Особая экономическая зона Иркутск	–	15,7
														Администрация Байкальского городского поселения	–	6
														ФГКУ «Дирекция по организации работ по ликвидации накопленного вреда окружающей среде, а также по обеспечению безопасности гидравлических сооружений полигона «Красный бор»	–	2,800
														ФГКУ «Дирекция по организации работ по ликвидации накопленного вреда окружающей среде, а также по обеспечению безопасности гидравлических сооружений полигона «Красный бор»	–	1,400

№ 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					
12	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 63 МВА	АО «ГринФилд»	220	МВА	–	3×63	–	–	–	–	–	–	189	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГринФилд»	АО «ГринФилд»	–	90
13	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 с отпайкой на ПС СЭМЗ от оп. 19 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 6 км			км	–	6	–	–	–	–	–	–	9				
14	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 2 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 2 км			км	–	2	–	–	–	–	–	–					
15	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 1 км с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская	АО «ИЭСК»	220	км	–	1	–	–	–	–	–	–	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полос Сухой Лог»	ООО «Полос Сухой Лог»	–	229	
16	Строительство ПС 220 кВ Витим с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 160 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	МВА		2×160 2×100	–	–	–	–	–	–	–	–					520
17	Строительство двух ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим ориентировочной протяженностью 4,2 км каждая	ООО «Полос Сухой Лог»	220	км	2×4,2	–	–	–	–	–	–	–	8,4				
18	Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА			АО «ИЭСК»	220	МВА	–	–	1×200	–	–	–	–	–	200	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»
		ОАО «РЖД»	–														22,59
		ОАО «РЖД»	70,4														20,9
		ОАО «РЖД»	16,317														15,810
19	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»	АО «Саянскхимпласт»	–	36,8	
														ОАО «РЖД»	28,126	4	

№ 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					
20	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением РУ к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	–	16	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 МБОУ «ЧСОШ»	МБОУ «ЧСОШ»	–	0,750
21	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом участка ВЛ от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд на проектное напряжение 110 кВ	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х					
22	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	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 МКУ Иркутского районного МО «Служба капитального строительства»	МКУ Иркутского районного МО «Служба капитального строительства»	–	1,200
23	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформатора Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей администрация муниципального образования «Жигаловский район», ООО «Компания СМП», ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	Администрация муниципального образования «Жигаловский район»	–	1,000
															ООО «Компания СМП»	0,06	0,69
															ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	–	0,682
24	Строительство ПС 110 кВ Красный с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Красный»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красный»	ООО «Красный»	–	15
25	Строительство ВЛ 110 кВ Артемовская – Красный	ООО «Красный»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х					

№ 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				
26	Строительство ПС 110 кВ ГОК Светловский с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «СГРК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СГРК»	ООО «СГРК»	–	20
27	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК Светловский ориентировочной протяженностью 61 км	ООО «СГРК»	110	км	61	–	–	–	–	–	–	61				
28	Строительство ПС 110 кВ Тепличная с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО ТК «Саянский»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО ТК «Саянский»	ООО ТК «Саянский»	–	21,887
29	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Ока I цепь с отпайкой на ПС ЗСХК до ПС 110 кВ Тепличная ориентировочной протяженностью 0,28 км	ООО ТК «Саянский»	110	км	0,28	–	–	–	–	–	–	0,28				
30	Строительство ПС 110 кВ Звезда с двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 16 МВА каждый	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС МО РФ»	ФКП «УЗКС МО РФ»	–	9
31	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б) до ПС 110 кВ Звезда ориентировочной протяженностью 1,8 км и 5,8 км	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	км	1,8 5,8	–	–	–	–	–	–	7,6				
32	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «СЭМЗ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СЭМЗ»	АО «СЭМЗ»	–	37
33	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ СТЭМИ до ПС 110 кВ Индустриальная	АО «СЭМЗ»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
34	Строительство ПС 110 кВ ГПП с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС МО РФ»	ФКП «УЗКС МО РФ»	–	8,2553
35	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ ГПП ориентировочной протяженностью 1 км каждая	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2				

№ 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					
36	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3 с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Саянским-пласт»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Саянским-пласт»	АО «Саянским-пласт»	–	36,8
37	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – ГПП-2 Зелёная и ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская – ГПП-2 Синяя до ПС 110 кВ ГПП-3 ориентировочной протяженностью 1 км каждая	АО «Саянским-пласт»	110	км	2×1	–	–	–	–	–	–	–	2				
38	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-45 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Газпром»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	14
39	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-45 ориентировочной протяженностью 15,5 км	ПАО «Газпром»	110	км	–	–	2×15,5	–	–	–	–	–	31		ПАО «Газпром»	–	14
40	Строительство ПС 110 кВ Синергия с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ИП Полторанос А.П.	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Полторанос А.П.	ИП Полторанос А.П.	–	38
41	Реконструкция ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I цепь на участке от ПС 220 кВ УП-15 до отпайки на ПС 110 кВ Синергия с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
42	Реконструкция ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II цепь на участке от ПС 220 кВ УП-15 до отпайки на ПС 110 кВ Синергия с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
43	Установка на ПС 110 кВ Синергия СКРМ мощностью 80 Мвар	ИП Полторанос А.П.	110	Мвар	1×80	–	–	–	–	–	–	–	80				
44	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая, демонтаж отпаяк до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулошка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	–	2,8	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»	36,902	2,28

№ 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				
45	Реконструкция ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2,5	–	–	–	–	2,5	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»	19,923	7,73
														ОАО «РЖД»	21,602	7,72
														ОАО «РЖД»	25,547	4,16
46	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма 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»	64,8644	20,839
47	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	23	–	–	–	–	23	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»	70,4	20,9
48	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	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»	70,4	20,9

№ 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				
49	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	км	2×2,6	–	–	–	–	–	–	5,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут»	49	28,8
														ОАО «РЖД»	36,2	17,74
50	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	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 потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут»	49	28,8
														ОАО «РЖД»	36,2	17,74
51	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×40	–	–	–	–	40	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»	64,8644	20,839
52	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет 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»	64,8644	20,839

№ 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					
53	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×15	–	–	–	–	–	15	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»	70,4	20,9
54	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой 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»	12,8	16,03
55	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	–	40	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»	–	–

№ 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					
56	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	–	–	58	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»	–	–
57	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	–	25	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»	20,394	7,37
														ОАО «РЖД»	28,126	4	
58	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	–	80	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»	20,394	7,37

№ 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 Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ 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»	108,12	40,397
60	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная 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»	108,12	40,397
61	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	108,12	40,397

№ 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				
62	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	108,12	40,397
63	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	108,12	40,397
64	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	108,12	40,397

№ 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				
65	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	108,12	40,397
66	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	9,36409	–	–	–	–	–	–	9,36409	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 потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	108,12	40,397
													ООО «Капитал»	–	5,000	
													ОАО «РЖД»	36,200	3,620	
67	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	16,14658	–	–	–	–	–	–	16,14658	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 потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	108,12	40,397
													ООО «Капитал»	–	5,000	
													ОАО «РЖД»	36,200	3,620	
68	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I, II цепь до ПС 110 кВ Синергия	АО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Полторанос А.П.	ИП Полторанос А.П.	–	38

№ 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				
69	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой трансформаторов Т-3 110/10/6 кВ и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	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 «Атлант», ООО «СЗ «Грандстрой Девелопмент»	ООО «Атлант»	–	3,000
														ООО «СЗ «Грандстрой Девелопмент»	–	2,66756
70	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×250	–	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО СЗ «Мечта», ООО СЗ «Белое созвездие», ОГКУ «Единый заказчик в сфере строительства Иркутской области», ОАО «РЖД» и т. д.	ООО СЗ «Мечта»	–	1,910
														ООО СЗ «Белое созвездие»	–	1,582
														ОАО «РЖД»	–	1,000
														Физ. лицо	0,500	0,750
71	Реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей физ. лиц, ООО «Альянс», ИП Багдасарян Г.В.	Физ. лицо	–	1,000
														Физ. лицо	–	1,000
														ООО «Альянс»	0,400	1,000
														ИП Багдасарян Г.В.	–	0,980
														Физ. лицо	0,070	0,930
72	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерно-Строительная Компания»	ООО «Инженерно-Строительная Компания»	–	1,143

№ 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					
73	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×250	–	–	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Международный Аэропорт Иркутск», ООО «Универсал», ООО СЗ «ФСК Флагман», физ. лица и т. д.	АО «Международный Аэропорт Иркутск»	–	1,600
															ООО «Универсал»	–	1,300
															ООО СЗ «ФСК Флагман»	–	1,200
															Физ. лицо	0,900	1,000
															ООО «СЗ «Флагман»	–	0,900
74	Реконструкция ПС 110 кВ Студенческая с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инвест-Девелопмент»	ООО «Инвест-Девелопмент»	0,4307	1,5693
75	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×32	–	–	–	–	–	–	–	64	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 «Сибирская Лесовосстановительная компания»	ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания»	–	4,700
76	Реконструкция ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I, II цепь с отпайкой на ПС Оёк ориентировочной протяженностью 48,089 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	2×48,089	–	–	–	–	–	–	–	96,178	Обеспечение технологического присоединения потребителей физ. лицо, ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	Физ. лицо	–	1,065
															ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	–	0,682
77	Реконструкция ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Правобережная до отпайки на ПС 110 кВ Карлук ориентировочной протяженностью 10 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	2×10	–	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей физ. лиц, ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	Физ. лицо	–	1,065
															Физ. лицо	0,500	0,750
															Физ. лицо	–	0,720
															ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	–	0,682

№ 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					
78	Реконструкция ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками на участке от отпайки на ПС 110 кВ Карлук до ПС 110 кВ Урик ориентировочной протяженностью 11,307 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	2×11,307	–	–	–	–	–	–	–	22,614	Обеспечение технологического присоединения потребителей физ. лиц, ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	Физ. лицо	–	1,065
															Физ. лицо	0,500	0,750
															ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	–	0,682
79	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	–	160	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 физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065
															Физ. лицо	–	0,720
80	Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово 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	АО «ИЭСК»	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 физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065
															Физ. лицо	0,500	0,750
81	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065
82	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Столбово – Оёк	АО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065

№ 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					
83	Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк ориентировочной протяженностью 0,788 км	АО «ИЭСК»	110	км	2×0,788	–	–	–	–	–	–	–	1,576	Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065
84	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой четвертого автотрансформатора 1АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА	АО «ИЭСК»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	1×501	501	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»	ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»	750	580	
85	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП с установкой четвертого трансформатора 220/10 кВ мощностью 100 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×100	–	–	–	–	–	–	100	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»	ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»	750	580	
86	Реконструкция ПС 220 кВ ТАЗ с установкой кремниевой преобразовательной подстанции № 2 (КПП-2)	АО «ИЭСК»	220	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»	ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»	750	580	
87	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Никольск на участке до ПС 110 кВ Никольск ориентировочной протяженностью 27,5 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	27,5	–	–	–	–	–	–	27,5	Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	0,500	0,750	
88	Реконструкция ПС 110 кВ Невский с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Витимэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Друза»	ООО «Друза»	10,322	10	
89	Строительство ВЛ 500 кВ Тулун – Ключи ориентировочной протяженностью 385 км ¹⁾	АО «ИЭСК»	500	км	–	–	–	–	385	–	–	385	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Култуминское», АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»	ООО «Култуминское»	–	49	
														АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»	–	9,322	
90	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с установкой одного УШР 500 кВ мощностью 3×60 Мвар ¹⁾	АО «ИЭСК»	500	Мвар	–	–	–	–	3×60	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Култуминское», АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»	ООО «Култуминское»	–	49	
														АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»	–	9,322	
91	Реконструкция ПС 500 кВ Ключи с установкой одного УШР 500 кВ мощностью 3×60 Мвар и одной БСК 220 кВ мощностью 100 Мвар ¹⁾	АО «ИЭСК»	500	Мвар	–	–	–	–	3×60	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Култуминское», АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»	ООО «Култуминское»	–	49	
			220	Мвар	–	–	–	–	1×100	–	–	100		АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»	–	9,322	
92	Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 85 Мвар каждая ¹⁾	АО «ИЭСК»	220	Мвар	–	–	–	–	2×85	–	–	170	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Култуминское», АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»	ООО «Култуминское»	–	49	
														АО «ОЭЗ «Байкальская Гавань»	–	9,322	
93	Строительство РУ 220 кВ Новоленской ТЭС ²⁾	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	х	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555	

№ 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				
94	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Нюя № 1 с отпайкой на ПС НПС-11 и ВЛ 220 кВ Городская – Нюя № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 на РУ 220 кВ Новоленской ТЭС ориентировочной протяженностью 16 км каждый ²⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	4×16	–	–	64	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
95	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС – Пеледуй ориентировочной протяженностью 235 км ²⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×235	–	–	470	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
96	Строительство третьей ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог ориентировочной протяженностью 262 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	262	–	–	262	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
97	Реконструкция ПС 220 кВ Пеледуй со строительством двух секций шин 220 кВ, перевод ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог на вновь сооружаемую секцию 3 С 220 ПС 220 кВ Пеледуй, присоединение ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корыто к существующим секциям 220 кВ через два выключателя с использованием освободившейся ячейки ²⁾	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	х	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
98	Строительство захода ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог на 3 С 220 ПС 220 кВ Пеледуй ориентировочной протяженностью 0,9 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	0,9	–	–	0,9	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
99	Реконструкция ПС 220 кВ Сухой Лог с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 100 Мвар каждая, двух УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар каждый на отдельной площадке с подключением гибкой ошиновкой к СШ 220 кВ ПС 220 кВ Сухой Лог	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	–	–	2×100	–	–	200	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
				Мвар	–	–	–	–	2×100	–	–	200				
100	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	3×167	–	–	501	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»	ООО «Удоканская медь»	–	214
101	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная с отпайкой на ПС Чудничный ориентировочной протяженностью 42,59 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	–	–	42,59	–	–	42,59	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»	ООО «Удоканская медь»	–	214
102	Реконструкция ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга с отпайкой на ПС Небель ориентировочной протяженностью 96,346 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	–	–	96,346	–	–	96,346	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»	ООО «Удоканская медь»	–	214
103	Реконструкция ВЛ 220 кВ Якурим – Ния с отпайкой на ПС Чудничный ориентировочной протяженностью 71,394 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	–	–	71,394	–	–	71,394	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»	ООО «Удоканская медь»	–	214

№ 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				
104	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 75 Мвар каждая и двух УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар каждый	АО «ИЭСК»	220	Мвар	–	–	–	–	2×75	–	–	150	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Удоканская медь»	ООО «Удоканская медь»	–	214
			220	Мвар	–	–	–	–	2×100	–	–	200				

Примечания

1 ¹⁾ Включено в ТУ для ТП в качестве отлагательного условия до момента принятия решения о строительстве объектов генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири.

2 ²⁾ Мероприятие реализуется на территории Республики Саха (Якутия).

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 39.

Таблица 39 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
		ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	1420	1420	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой ошиновки ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой ошиновки ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	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»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	
8	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	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»
9	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	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 ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», 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		
11	Реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
12	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
13	Реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	–	250	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ЗАО «Байкальская недвижимость», физ. лицо, ООО «Альянс», ООО СЗ «Зет Хаус»
14	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерно-Строительная Компания»
15	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо
16	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	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	
17	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая, демонтаж отпайки до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	2,8	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 ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2,5	–	–	–	–	2,5	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 Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма 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»
20	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	23	–	–	–	–	23	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»
21	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	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»
22	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	км	2×2,6	–	–	–	–	–	–	5,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», 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		
23	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	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 потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»
24	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×40	–	–	–	–	–	40	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»
25	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет 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»
26	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×15	–	–	–	–	–	15	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»
27	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой 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»
28	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	–	40	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	
29	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	–	58	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»
30	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	25	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»
31	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	80	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»
32	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ 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»
33	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная 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
34	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	9,36409	–	–	–	–	–	–	9,36409	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 потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»
35	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	16,14658	–	–	–	–	–	–	16,14658	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 потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»

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 40.

Таблица 40 – 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 Березовая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Бирюса с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная 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 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформаторов Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/20/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ Иркутского районного МО «Служба капитального строительства»
6	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
7	Реконструкция ПС 110 кВ Летняя с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
8	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания»
9	Реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витимэнерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	–	10	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
10	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой трансформаторов Т-3 110/10/6 кВ и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Атлант», ООО «СЗ «Грандстрой Девелопмент»
11	Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
12	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Лисиха с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
13	Реконструкция ПС 110 кВ Оса 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	АО «ИЭСК»	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
14	Реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
15	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
16	Реконструкция ПС 110 кВ Туристская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
17	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	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 физ. лицо
18	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда 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	АО «ИЭСК»	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
19	Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово 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	АО «ИЭСК»	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 физ. лицо
20	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	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 МБОУ «ЧСОШ»
21	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом участка ВЛ от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд на проектное напряжение 110 кВ	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	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 МБОУ «ЧСОШ»
22	Строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
23	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	АО «ИЭСК»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

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

В таблице 41 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

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

Таблица 41 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030			
1	Строительство захода ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 на Иркутскую ТЭЦ-11 ориентировочной протяженностью 2,5 км	220	км	–	–	–	–	2,5	–	–	2,5	Иркутская ТЭЦ-11	ООО «Байкальская энергетическая компания»	690
2	Строительство захода ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 2 с отпайками на Иркутскую ТЭЦ-11 ориентировочной протяженностью 2,4 км	220	км	–	–	–	–	2,4	–	–	2,4			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Технико-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.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [6].

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 [6], 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 [7]).

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 [8], п. 381, (таблица 42).

Таблица 42 – 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 развития сетей для района Восточные электрические сети

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2047 годов, включающий в себя годы строительства и 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 43 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для района Восточные электрические сети

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 (установка БСК 110 кВ)									
Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса	110	1×1×0,4	АС-300	110	–	1	–	–	113,42
Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар, четырех БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая и БСК 110 кВ мощностью 11 Мвар	–	–	–	110	1×30 4×15 2×12 1×11	8	–	–	1240,22
Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая	–	–	–	110	1×10 2×15	3	–	–	457,71
Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар	–	–	–	110	1×20	1	–	–	327,08
Реконструкция ПС 110 кВ Качуг с установкой БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар	–	–	–	110	1×20	1	–	–	327,08
Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	–	–	–	110	1×15	1	–	–	322,88
Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Создание на ПС 110 кВ Тихоновка устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск на участке от Иркутской ТЭЦ-10 до отпайки на ПС 110 кВ Никольск ориентировочной протяженностью 34,794 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×34,794	АС-300	–	–	–	–	–	1516,51
Реконструкция ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I, II цепь с отпайкой на ПС Оёк на участке от ПС 110 кВ Урик до отпайки на ПС 110 кВ Оёк ориентировочной протяженностью 15,4 км с увеличением пропускной способности	110	1×2×15,4	АС-185	–	–	–	–	–	82,57
Реконструкция ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск ориентировочной протяженностью 21,561 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×21,561	АС-150	–	–	–	–	–	47,97
Реконструкция ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка ориентировочной протяженностью 60,812 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×60,812	АС-240	–	–	–	–	–	188,13
Реконструкция ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей ориентировочной протяженностью 35,324 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×35,324	АС-185	–	–	–	–	–	92,81
Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	22,73
Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	22,73
Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой провода 1 СШ-110 кВ и 2 СШ-110 кВ с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	4,19
Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ, разъединителей и провода ошиновки ячейки ШСВ-110 с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	40,28
Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	14,60
Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	14,60
Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ, ВЧЗ, разъединителей и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда –Тихоновка с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	69,85
Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	22,72
Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой провода 1 СШ-110 кВ и 2 СШ-110 кВ с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	4,19
Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой разъединителей и провода ошиновки ячейки СП-110 с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	25,97
Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой ВЧЗ, разъединителей и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	21,69
Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой ВЧЗ, разъединителей и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	21,69

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	
Реконструкция ПС 110 кВ Оса с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	22,73
Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой провода 1 СШ-110 кВ и 2 СШ-110 кВ с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	3,95
Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой провода ошиновки ячейки СП-110 с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	1,98
Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	10,12
Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	10,12
Реконструкция ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками на участке от ПС 110 кВ Правобережная до отпайки на ПС 110 кВ Карлук ориентировочной протяженностью 10,654 км с увеличением пропускной способности	110	1×2×10,654	АС-185	–	–	–	–	–	53,40
Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	17,08
Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками	–	–	–	–	–	–	–	–	21,23
Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	–	–	–	–	–	–	–	–	10,19
Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь с действием на ОН	–	–	–	–	–	–	–	–	10,19
Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	–	–	–	–	–	–	–	–	21,23
Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир; – АОПО ВЛ 110 кВ Новая Уда – Знаменка	–	–	–	–	–	–	–	–	33,11
Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	12,63
Создание на ПС 110 кВ Усть-Орда устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь	–	–	–	–	–	–	–	–	21,23
Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	12,63
Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	12,63
Итого по варианту № 1									5333,43
Вариант № 2 (строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса)									
Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса	110	1×1×0,4	АС-300	110	–	1	–	–	113,42
Строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км	110	1×1×87	АС-300	110	–	2	–	–	3764,20
Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	17,08
Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками	–	–	–	110	–	–	–	–	21,23
Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	–	–	–	–	–	–	–	–	10,19

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	
Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	–	–	–	–	–	–	–	–	10,19
Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	–	–	–	–	–	–	–	–	21,23
Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН	–	–	–	–	–	–	–	–	9,56
Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	12,63
Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	12,63
Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	12,63
Итого по варианту № 2									4043,23

Таблица 44 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	5333,43	4043,23
<i>То же в %</i>	<i>132 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	4182,95	1019,41
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	6636,18	3998,05
<i>То же в %</i>	<i>166 %</i>	<i>100 %</i>

Таблица 45 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей для района Восточные электрические сети 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>	<i>5333,43</i>	1434,97	1434,97	2463,50	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:																									
ВЛ	2008,24	514,45	514,45	979,33	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
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	3325,19	920,51	920,51	1484,16	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), %:																							
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 %	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 %	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>	<i>4182,95</i>	0,00	0,00	0,00	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15
в том числе:																									
ВЛ	295,63	0,00	0,00	0,00	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	3887,32	0,00	0,00	0,00	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37	194,37
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	9516,38	1434,97	1434,97	2463,50	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15	209,15
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>	<i>6636,18</i>	1434,97	1328,67	2112,05	166,03	153,73	142,34	131,80	122,04	113,00	104,63	96,88	89,70	83,06	76,90	71,21	65,93	61,05	56,53	52,34	48,46	44,87	41,55	38,47	38,47

Как видно из таблицы 44, наиболее экономичным вариантом развития сетей для района Восточные электрические сети 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.

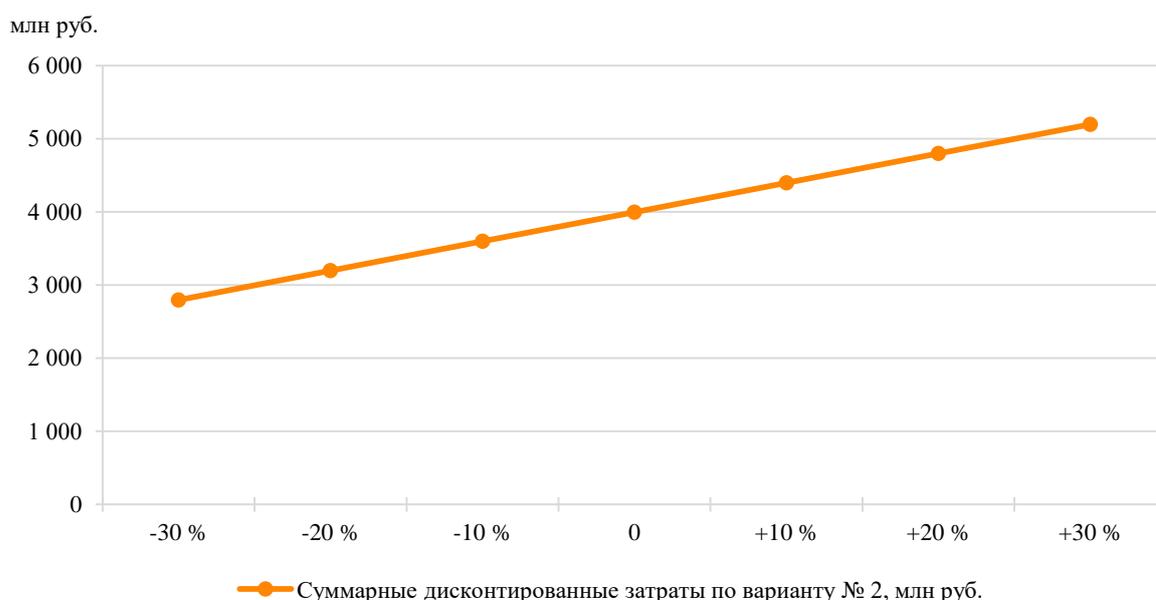
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

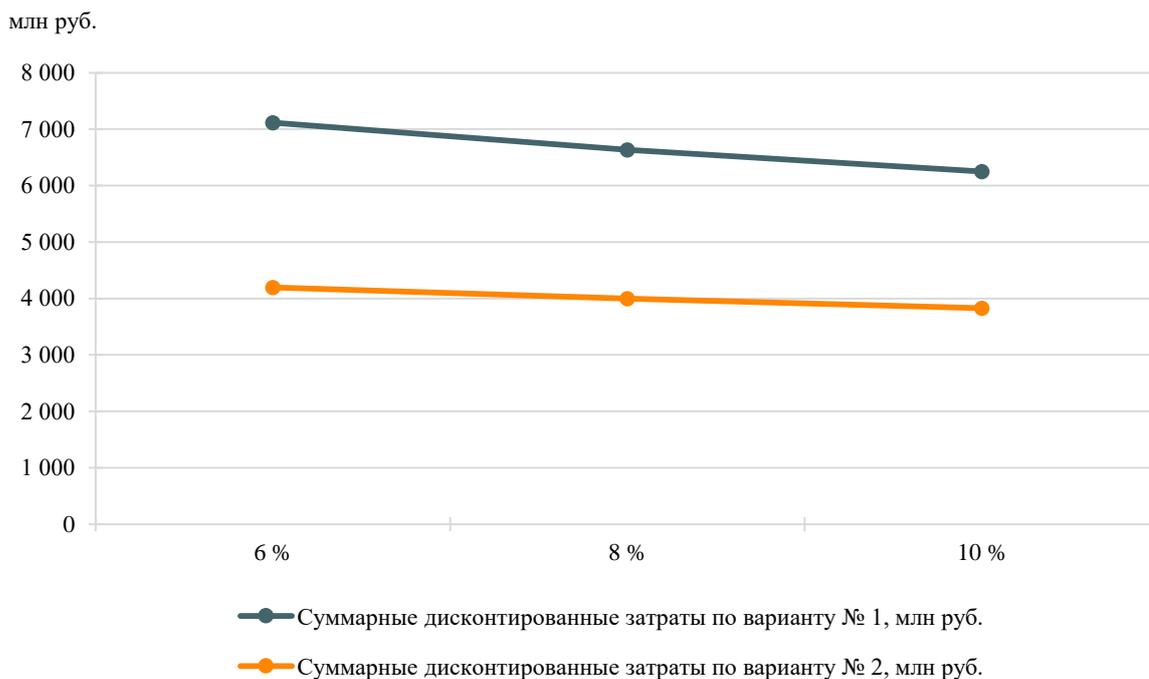
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 9.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	2798	3198	3598	3998	4398	4798	5198

Рисунок 9 – 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 10.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	7116	6636	6247
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	4195	3998	3830

Рисунок 10 – 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 остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 28 %;

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 70 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 63 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития сетей для района Восточные электрические сети сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 220 кВ Байкальская

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2045 годов, включающий в себя годы строительства и 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 220 кВ и выше – 4,9 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 47 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для энергорайона ПС 220 кВ Байкальская

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 220 кВ Байкальская)									
Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	–	–	–	220	2×200	–	–	–	1293,81
Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой провода ошиновки ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности	–	–	–	–	–	–	–	–	2,00
Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя и ошиновки ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	1	–	–	90,65
Итого по варианту № 1									1386,46
Вариант № 2.1 (включение В-110 Нагорная на ПС 110 кВ Южная)									
Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя, разъединителей, ВЧЗ ячейки В-110 Нагорная А	–	–	–	110	–	1	–	–	34,16
Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б	–	–	–	110	–	1	–	–	13,63
Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3	–	–	–	110	–	1	–	–	13,63
Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя, разъединителей ячейки В-110 Нагорная	–	–	–	110	–	1	–	–	26,04
Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б»	–	–	–	–	–	–	–	–	12,63
Реконструкция ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная с отпайками на участке от ПС 110 кВ Южная до отпайки ориентировочной протяженностью 3,214 км с увеличением пропускной способности	110	3,214	АС-185	–	–	–	–	–	8,03
Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	–	–	–	–	–	–	–	–	10,19
Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	–	–	–	–	–	–	–	–	10,19
Создание на Иркутской ГЭС УПАСК (ПРД)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание ВОЛС по ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	–	1,247	–	–	–	–	–	–	2,62
Создание на ПС 110 кВ Южная УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	10,01
Создание ВОЛС по ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	–	5,787	–	–	–	–	–	–	10,69
Создание на ПС 220 кВ Байкальская УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	10,01
Создание на ПС 110 кВ Нагорная УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание на ПС 110 кВ Релейная УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание ВОЛС по ВЛ 110 кВ Байкальская – ПП Разводной I цепь с отпайкой на ПС Приморская	–	7,8	–	–	–	–	–	–	15,80
Создание на ПП 110 кВ Разводной УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	10,01
Создание на ПС 110 кВ Приморская УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание ВОЛС по ВЛ 110 кВ ПП Разводной – Молодежная I цепь с отпайкой на ПС Березовая	–	2,533	–	–	–	–	–	–	4,81
Создание на ПС 110 кВ Молодежная УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание на ПС 110 кВ Березовая УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Итого по варианту № 2.1									249,99
Вариант № 2.2 (включение В-110 Нагорная на ПС 110 кВ Южная)									
Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А	–	–	–	110	–	1	–	–	13,63
Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б	–	–	–	110	–	1	–	–	13,63
Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3	–	–	–	110	–	1	–	–	13,63
Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная	–	–	–	110	–	1	–	–	13,63
Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б»	–	–	–	–	–	–	–	–	12,69
Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	–	–	–	–	–	–	–	–	10,19
Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	–	–	–	–	–	–	–	–	10,19
Создание на Иркутской ГЭС УПАСК (ПРД)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание ВОЛС по ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	–	1,247	–	–	–	–	–	–	2,62
Создание на ПС 110 кВ Южная УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	10,01
Создание ВОЛС по ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	–	5,787	–	–	–	–	–	–	10,69
Создание на ПС 220 кВ Байкальская УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	10,01
Создание на ПС 110 кВ Нагорная УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание на ПС 110 кВ Релейная УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59

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	
Создание ВОЛС по ВЛ 110 кВ Байкальская – ПП Разводной I цепь с отпайкой на ПС Приморская	–	7,8	–	–	–	–	–	–	15,80
Создание на ПП 110 кВ Разводной УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	10,01
Создание на ПС 110 кВ Приморская УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание ВОЛС по ВЛ 110 кВ ПП Разводной – Молодежная I цепь с отпайкой на ПС Березовая	–	2,533	–	–	–	–	–	–	4,81
Создание на ПС 110 кВ Молодежная УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание на ПС 110 кВ Березовая УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание ВОЛС по ВЛ 110 кВ Южная – Пивзавод с отпайками	–	12,959	–	–	–	–	–	–	24,61
Создание на ПС 110 кВ Академическая УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание на ПС 110 кВ Студенческая УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Создание на ПС 110 кВ Пивзавод УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	9,59
Итого по варианту № 2.2									262,40

Таблица 48 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2.1	Вариант № 2.2
Капитальные затраты, млн руб.	1386,46	249,99	262,40
<i>То же в %</i>	<i>555 %</i>	<i>100 %</i>	<i>105 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	1180,43	242,40	241,78
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1813,08	368,99	381,09
<i>То же в %</i>	<i>491 %</i>	<i>100 %</i>	<i>103 %</i>

Таблица 49 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей для энергорайона ПС 220 кВ Байкальская 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
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>1386,46</i>	461,49	461,49	463,49	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 220 кВ и выше	1293,81	431,27	431,27	431,27	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
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	92,65	30,22	30,22	32,22	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 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
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 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>1180,43</i>	0,00	0,00	0,00	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58
в том числе:																						
Электрооборудование 220 кВ и выше	1093,82	0,00	0,00	0,00	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77	60,77
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	86,61	0,00	0,00	0,00	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>2566,89</i>	461,49	461,49	463,49	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58	65,58
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>1813,08</i>	461,49	427,30	397,37	52,06	48,20	44,63	41,33	38,26	35,43	32,81	30,38	28,13	26,04	24,11	22,33	20,67	19,14	17,72	16,41	15,20	14,07

Таблица 50 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2.1 развития сетей для энергорайона ПС 220 кВ Байкальская 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
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	249,99	249,99	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:																						
ВЛ	41,95	41,95	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
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	208,04	208,04	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), %:																						
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 %	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 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	242,40	0,00	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12
в том числе:																						
ВЛ	6,62	0,00	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	235,78	0,00	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79	11,79
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	492,39	249,99	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12	12,12
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	368,99	249,99	11,22	10,39	9,62	8,91	8,25	7,64	7,07	6,55	6,06	5,61	5,20	4,81	4,46	4,13	3,82	3,54	3,28	3,03	2,81	2,60

Таблица 51 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2.2 развития сетей для энергорайона ПС 220 кВ Байкальская 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
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	262,40	262,40	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:																						
ВЛ	58,53	58,53	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
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	203,87	203,87	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), %:																						
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 %	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 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	241,78	0,00	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09
в том числе:																						
ВЛ	9,36	0,00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	232,41	0,00	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62	11,62
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	504,18	262,40	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09	12,09
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	381,09	262,40	11,19	10,36	9,60	8,89	8,23	7,62	7,05	6,53	6,05	5,60	5,18	4,80	4,45	4,12	3,81	3,53	3,27	3,03	2,80	2,59

Как видно из таблицы 48, варианты № 2.1 и № 2.2 развития сетей для энергорайона ПС 220 кВ Байкальская являются равноэкономичными. Разница капитальных затрат между вариантами составляет менее 5 %, а суммарных дисконтированных – 3 %.

В связи с тем, что рассмотренные варианты № 2.1 и № 2.2 являются равноэкономичными, анализ чувствительности не выполняется.

5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Карлук и строительству ПС 110 кВ Горная

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2042 годов, включающий в себя годы строительства и 15 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 52 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Карлук и строительству ПС 110 кВ Горная

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 (реконструкция ПС 110 кВ Карлук)							
Замена трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×63	–	475,85
Итого по варианту № 1							475,85
Вариант № 2 (строительство ПС 110 кВ Горная)							
Установка двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	–	–	–	110/10	2×16	110-4Н / 2	1018,05
Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Горная ориентировочной протяженностью 4,5 км каждая	110	1×2×4,5	АС-120	–	–	–	161,96
Итого по варианту № 2							1180,01

Таблица 53 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	475,85	1180,01
<i>То же в %</i>	100 %	248 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	389,77	920,41
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	632,16	1545,05
<i>То же в %</i>	100 %	244 %

Таблица 54 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 по реконструкции ПС 110 кВ Карлук и строительству ПС 110 кВ Горная 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>	475,85	158,62	158,62	158,62	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 110 кВ и ниже	475,85	158,62	158,62	158,62	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 110 кВ и ниже	–	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>	389,77	0,00	0,00	0,00	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98
в том числе:																			
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	389,77	0,00	0,00	0,00	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	865,62	158,62	158,62	158,62	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98
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>	632,16	158,62	146,87	135,99	20,63	19,10	17,68	16,37	15,16	14,04	13,00	12,04	11,14	10,32	9,55	8,85	8,19	7,58	7,02

Таблица 55 – Расчет дисконтированных затрат для варианта № 2 реконструкции ПС 110 кВ Карлук и строительству ПС 110 кВ Горная 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>	<i>1180,01</i>	393,34	393,34	393,34	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:																			
ВЛ	161,96	53,99	53,99	53,99	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
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1018,05	339,35	339,35	339,35	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), %:																			
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 110 кВ и ниже	–	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>	<i>920,41</i>	0,00	0,00	0,00	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36
в том числе:																			
ВЛ	19,44	0,00	0,00	0,00	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	900,97	0,00	0,00	0,00	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06	60,06
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>2100,42</i>	393,34	393,34	393,34	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36	61,36
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>	<i>1545,05</i>	393,34	364,20	337,22	48,71	45,10	41,76	38,67	35,80	33,15	30,70	28,42	26,32	24,37	22,56	20,89	19,34	17,91	16,58

Как видно из таблицы 53, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Карлук и строительству ПС 110 кВ Горная 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.

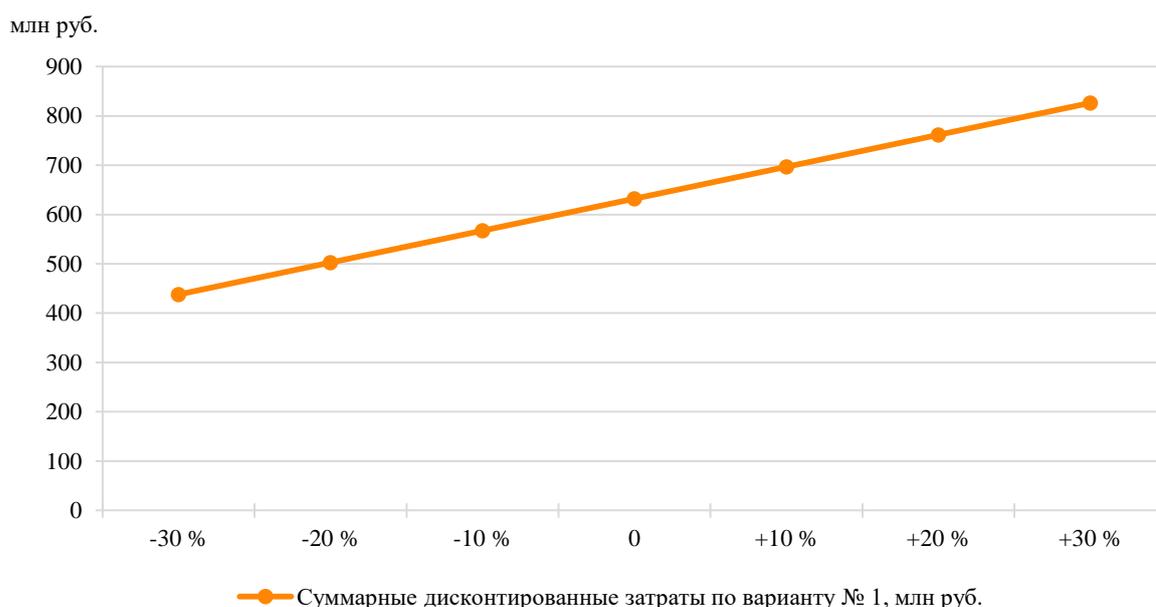
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

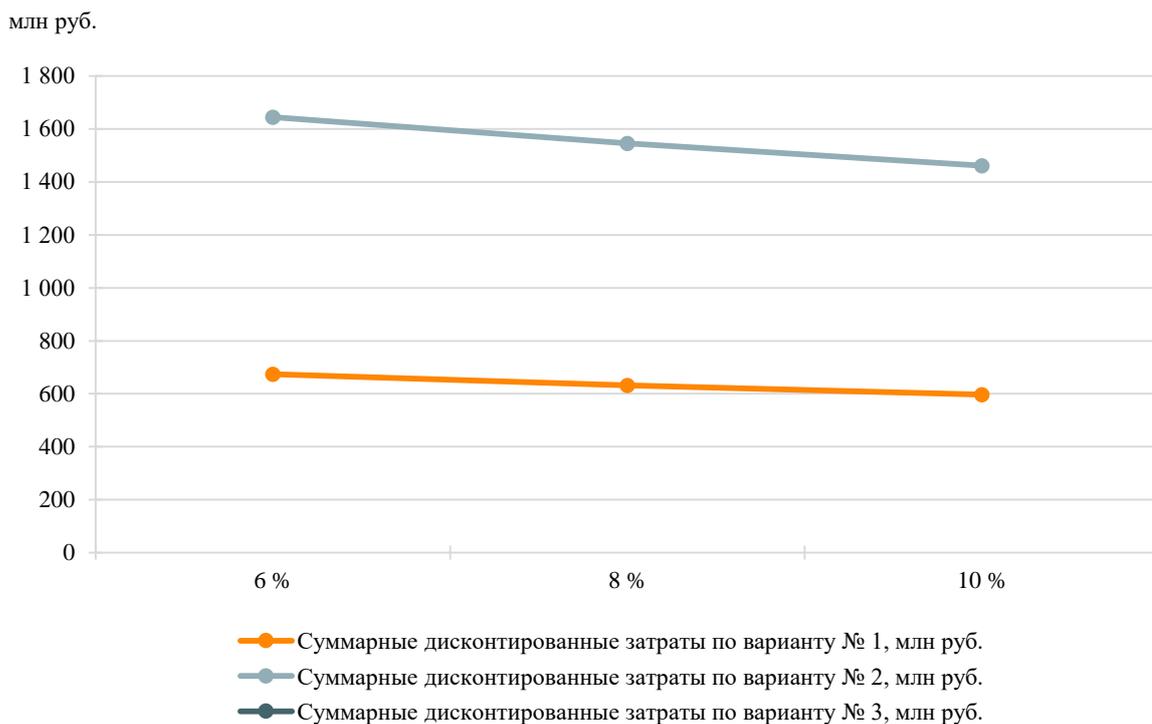
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 11.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	438	503	567	632	697	762	826

Рисунок 11 – 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 12.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	674	632	597
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1645	1545	1462

Рисунок 12 – 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 остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и № 2 составляет 87 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 144 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 также остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 144 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Пивзавод, ПС 220 кВ Светлая и строительству ПС 110 кВ Анисимово

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2043 годов, включающий в себя годы строительства и 15 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 56 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Пивзавод, ПС 220 кВ Светлая и строительству ПС 110 кВ Анисимово

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 Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×63	–	–	–	475,85
Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	–	–	–	220/35/10	2×100	–	–	–	1244,59
Строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×40	110-4Н / 2	КРУ 35 / 5	КРУ 10 / 21	1442,82
Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	110	1×2×0,1	АС-120	–	–	–	–	–	3,45
Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Анисимово до ПС 35 кВ Марково ориентировочной протяженностью 2,4 км	35	1×2×2,4	АС-120	–	–	–	–	–	73,09
Итого по варианту № 1									3239,80
Вариант № 2									
Реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×80	–	–	–	929,01
Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	–	–	–	220/35/10	2×80	–	–	–	1152,86
Строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×40	110-4Н / 2	КРУ 35 / 5	КРУ 10 / 21	1442,82
Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	110	1×2×0,1	АС-120	–	–	–	–	–	3,45
Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Анисимово до ПС 35 кВ Марково ориентировочной протяженностью 2,4 км	35	1×2×2,4	АС-120	–	–	–	–	–	73,09
Итого по варианту № 2									3601,23

Таблица 57 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	3239,80	3601,23
То же в %	100 %	111 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	2559,28	2892,90
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	3993,26	4454,87
То же в %	100 %	112 %

Таблица 58 – Расчет дисконтированных затрат для варианта № 1 по реконструкции ПС 110 кВ Пивзавод, ПС 220 кВ Светлая и строительству ПС 110 кВ Анисимово 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
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	3239,80	360,71	959,70	959,70	959,70	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:																				
ВЛ	76,54	0,00	25,51	25,51	25,51	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
Электрооборудование 220 кВ и выше	1244,59	0,00	414,86	414,86	414,86	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
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	1918,67	360,71	519,32	519,32	519,32	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), %:																				
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 %	0,80 %
Электрооборудование 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
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 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	2559,28	0,00	0,00	0,00	0,00	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62
в том числе:																				
ВЛ	9,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Электрооборудование 220 кВ и выше	883,42	0,00	0,00	0,00	0,00	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89	58,89
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	1666,68	0,00	0,00	0,00	0,00	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	5799,08	360,71	959,70	959,70	959,70	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62	170,62
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	3993,26	360,71	888,61	822,79	761,84	125,41	116,12	107,52	99,55	92,18	85,35	79,03	73,18	67,76	62,74	58,09	53,79	49,80	46,11	42,70

Таблица 59 – Расчет дисконтированных затрат для варианта № 2 по реконструкции ПС 110 кВ Пивзавод, ПС 220 кВ Светлая и строительству ПС 110 кВ Анисимово 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
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	3601,23	360,71	1080,18	1080,18	1080,18	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:																				
ВЛ	76,54	0,00	25,51	25,51	25,51	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
Электрооборудование 220 кВ и выше	1152,86	0,00	384,29	384,29	384,29	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
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	2371,83	360,71	670,38	670,38	670,38	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), %:																				
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 %	0,80 %
Электрооборудование 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
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 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	2892,90	0,00	0,00	0,00	0,00	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86
в том числе:																				
ВЛ	9,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Электрооборудование 220 кВ и выше	816,00	0,00	0,00	0,00	0,00	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40	54,40
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	2067,72	0,00	0,00	0,00	0,00	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85	137,85
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	6494,13	360,71	1080,18	1080,18	1080,18	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86	192,86
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	4454,87	360,71	1000,16	926,08	857,48	141,76	131,26	121,53	112,53	104,20	96,48	89,33	82,71	76,59	70,91	65,66	60,80	56,29	52,12	48,26

Как видно из таблицы 57, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Пивзавод, ПС 220 кВ Светлая и строительству ПС 110 кВ Анисимово 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.

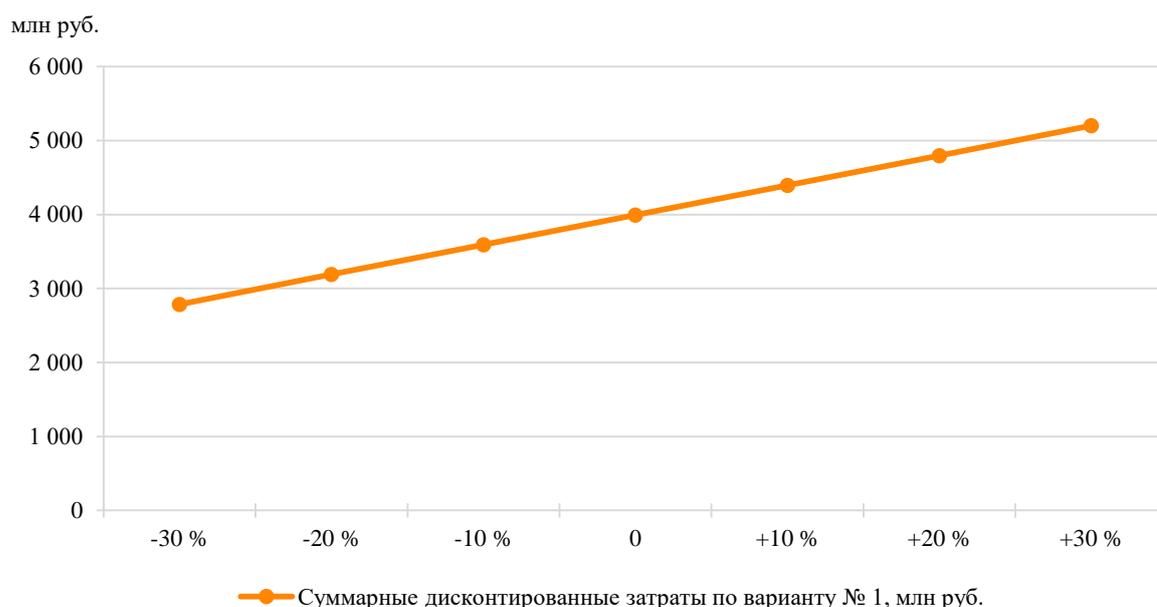
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

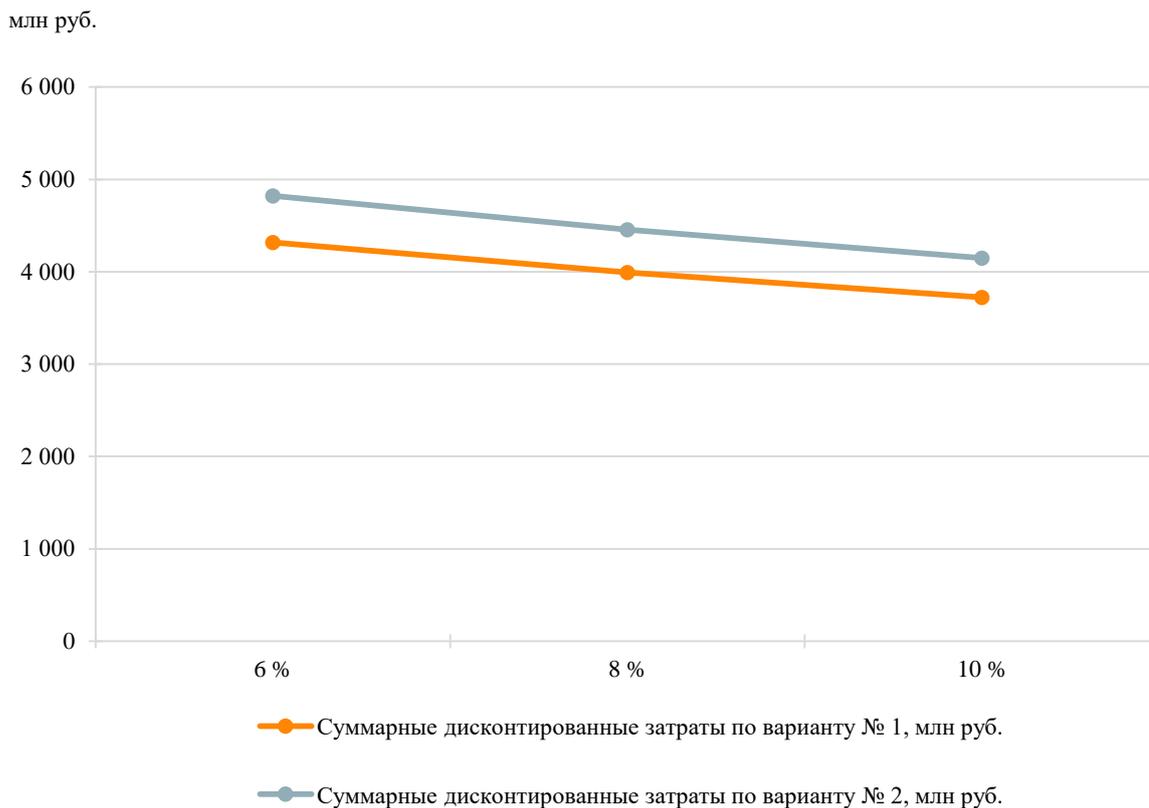
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 13.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	2787	3189	3591	3993	4395	4798	5200

Рисунок 13 – 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 14.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	4317	3993	3722
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	4821	4455	4149

Рисунок 14 – 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 10 % варианты № 1 и № 2 становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 20 % вариант № 2 становится более экономичным, чем вариант № 1. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 2 и № 1 составляет 7 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 12 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 11 %.

Таким образом, при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 10 % варианты № 1 и № 2 становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 20 % вариант № 2 становится более экономичным, чем вариант № 1.

5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы

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» [9].

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 60 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы

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. 110/35/10 кВ	
Вариант № 1 (реконструкция ПС 110 кВ Еланцы с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА, реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с установкой двух БСК мощностью 1 МВА каждая, реконструкция ПС 35 кВ Хужир с установкой двух БСК мощностью 1 МВА каждая)							
Реконструкция ПС 110 кВ Еланцы с заменой существующего трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110/35/10	1×25	–	184,05
Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с установкой двух БСК мощностью 1 Мвар каждая	–	–	–	10	2×1	–	4,71
Реконструкция ПС 35 кВ Хужир с установкой двух БСК мощностью 1 Мвар каждая	–	–	–	10	2×1	–	4,71
Установка трех ячеек выключателей 35 кВ	–	–	–	35	–	3	169,55
Установка четырех ячеек выключателей 10 кВ	–	–	–	10	–	4	51,38
Установка трех устройств ВЧ-обработки с присоединением на ЛЭП 35 кВ	–	–	–	35	–	–	25,46
Установка трех ВЧ-заградителей на ЛЭП 35 кВ	–	–	–	35	–	–	18,51
Итого по варианту № 1							458,37
Вариант № 2 (реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд, реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом участка ВЛ от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд на проектное напряжение 110 кВ)							
Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА)	–	–	–	110/35/10	1×16	–	176,48
Установка четырех ячеек выключателей 35 кВ	–	–	–	35	–	4	226,05
Итого по варианту № 2							402,53

Таблица 61 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	458,37	402,53
То же в %	114 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	519,98	455,29
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	632,68	556,90
То же в %	114 %	100 %

Таблица 62 – Расчет дисконтированных затрат для варианта № 1 по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы 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>	458,37	61,35	176,53	220,50	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 110 кВ и ниже	458,37	61,35	176,53	220,50	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 110 кВ и ниже	–	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>	519,98	0,00	0,00	0,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
в том числе:																									
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	519,98	0,00	0,00	0,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	978,35	61,35	176,53	220,50	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
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>	632,68	61,35	163,45	189,04	20,64	19,11	17,69	16,38	15,17	14,05	13,01	12,04	11,15	10,32	9,56	8,85	8,20	7,59	7,03	6,51	6,02	5,58	5,16	4,78	4,78

Таблица 63 – Расчет дисконтированных затрат для варианта № 2 реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы 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>	402,53	58,83	171,85	171,85	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 110 кВ и ниже	402,53	58,83	171,85	171,85	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 110 кВ и ниже	–	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>	455,29	0,00	0,00	0,00	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
в том числе:																									
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	455,29	0,00	0,00	0,00	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	857,82	58,83	171,85	171,85	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
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>	556,90	58,83	159,12	147,34	18,07	16,73	15,49	14,35	13,28	12,30	11,39	10,54	9,76	9,04	8,37	7,75	7,18	6,64	6,15	5,70	5,27	4,88	4,52	4,19	4,19

Как видно из таблицы 61, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы 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.

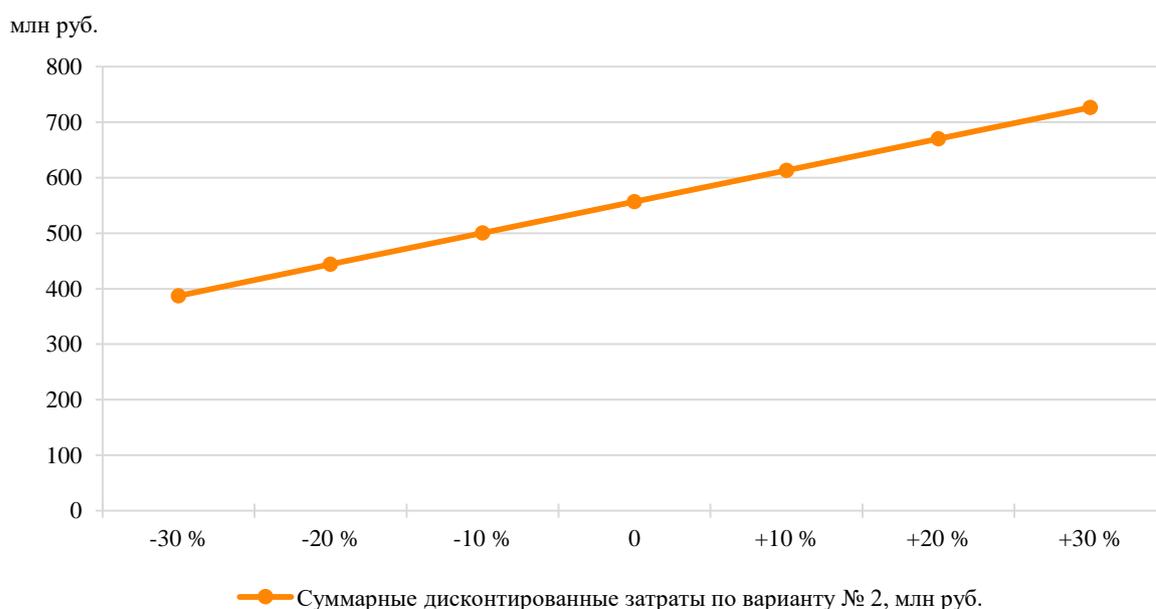
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

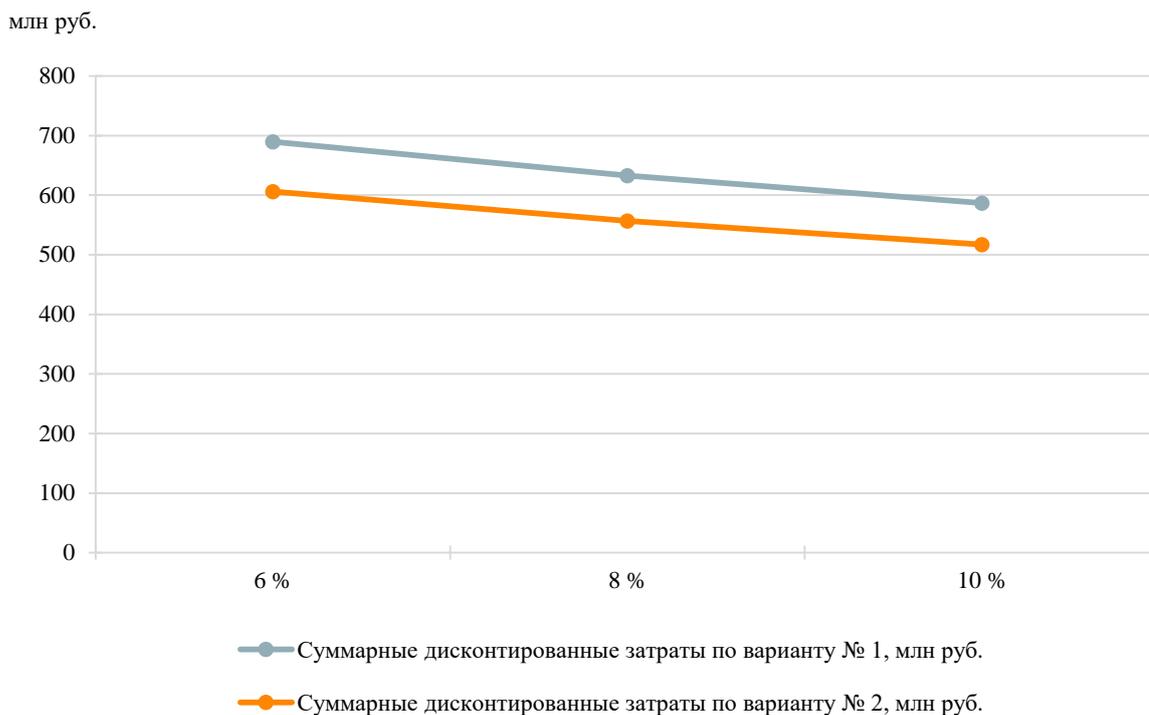
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 15.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	387	444	500	557	613	670	726

Рисунок 15 – 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 16.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	690	633	587
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	606	557	517

Рисунок 16 – 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 10 % варианты становятся равноэкономичными. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 3 %. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 20 % наиболее экономичным становится вариант № 1. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 6 %.

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 14 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 13 %.

Таким образом, при ухудшении исходных показателей варианта № 2 на 10 % варианты по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы становятся равноэкономичными, а при ухудшении исходных показателей варианта № 2 на 20 % вариант № 1 становится наиболее экономичным.

5.6 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 220 кВ Бытовая и строительству ПС 220 кВ Мамоны

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2042 годов, включающий в себя годы строительства и 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 %;
- кабельные линии электропередачи 10 кВ – 2,3 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 220 кВ и выше – 4,9 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 64 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 220 кВ Бытовая и строительству ПС 220 кВ Мамоны

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.			
						220 кВ	110 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый)									
Реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	–	–	–	220/10/10	2×100	–	–	–	987,41
Итого по варианту № 1									987,41
Вариант № 2 (строительство ПС 220 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и строительство двухцепной отпайки от ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская №1, 2 с отпайками (ВЛ-203, ВЛ-204) до ПС 220 кВ Мамоны ориентировочной протяженностью 0,2 км)									
Установка двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	220/10	2×40	220-4Н / 2	–	–	2279,12
Установка комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ	–	–	–	10	–	–	–	34	348,76
Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская №1, 2 с отпайками (ВЛ-203, ВЛ-204) до ПС 220 кВ Мамоны ориентировочной протяженностью 0,2 км	220	1×2×0,2	АС-185	–	–	–	–	–	22,29
Строительство КЛ 10 кВ протяженностью 25 км	10	1×1×25	240 мм ²	–	–	–	–	–	367,41
Итого по варианту № 2									3017,58
Вариант № 3 (реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, строительство ПС 110 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Бытовая – Мамоны ориентировочной протяженностью 4,3 км)									
Реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	–	–	–	220/110/10	2×125	220-4Н	–	–	1141,17
Установка КРУЭ 110 кВ (пять ячеек выключателей 110 кВ)	–	–	–	110	–	–	5	–	801,87
Строительство ПС 110 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110/10	2×40	–	110-4Н / 2	–	1173,15
Установка комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ	–	–	–	10	–	–	–	34	348,76
Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Бытовая – Мамоны ориентировочной протяженностью 4,3 км	110	1×2×4,3	АС-120	–	–	–	–	–	159,07
Строительство КЛ 10 кВ протяженностью 25 км	10	1×1×25	240 мм ²	–	–	–	–	–	367,41
Итого по варианту № 3									3991,43
Вариант № 4 (строительство ПС 110 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Пивзавод – Ново-Ленино с отпайками и ВЛ 110 кВ Максимовская – Ново-Ленино с отпайкой на ПС ИЗКСМ ориентировочной протяженностью 0,2 км каждая)									
Строительство ПС 110 кВ Мамоны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110/10	2×40	–	110-4Н / 2	–	1173,15
Установка комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ	–	–	–	10	–	–	–	34	348,76
Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Пивзавод – Ново-Ленино с отпайками и ВЛ 110 кВ Максимовская – Ново-Ленино с отпайкой на ПС ИЗКСМ ориентировочной протяженностью 0,2 км каждая	110	1×2×0,2	АС-120	–	–	–	–	–	8,84
Строительство КЛ 10 кВ протяженностью 25 км	10	1×1×25	240 мм ²	–	–	–	–	–	367,41
Итого по варианту № 4									1898,16

Таблица 65 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3	Вариант № 4
Капитальные затраты, млн руб.	987,41	3017,58	3991,43	1898,16
То же в %	100 %	306 %	404 %	192 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	698,07	1972,35	2781,46	1376,39
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1257,59	3595,81	4730,29	2275,28
То же в %	100 %	286 %	376 %	181 %

Таблица 67 – Расчет дисконтированных затрат для варианта № 2 по реконструкции ПС 220 кВ Бытовая и строительству ПС 220 кВ Мамоны 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>	<i>3017,58</i>	661,63	669,06	843,44	843,44	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	22,29	0,00	7,43	7,43	7,43	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
КЛ 10 кВ	367,41	91,85	91,85	91,85	91,85	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 220 кВ и выше	2279,12	569,78	569,78	569,78	569,78	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	348,76	0,00	0,00	174,38	174,38	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 %
КЛ 10 кВ	–	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %
Электрооборудование 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
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>	<i>1972,35</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88
в том числе:																			
ВЛ	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
КЛ 10 кВ	118,31	0,00	0,00	0,00	0,00	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45
Электрооборудование 220 кВ и выше	1563,48	0,00	0,00	0,00	0,00	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68	111,68
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	288,08	0,00	0,00	0,00	0,00	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>4989,93</i>	661,63	669,06	843,44	843,44	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88	140,88
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>	<i>3595,81</i>	661,63	619,50	723,12	669,55	103,55	95,88	88,78	82,20	76,11	70,48	65,26	60,42	55,95	51,80	47,96	44,41	41,12	38,08

Таблица 68 – Расчет дисконтированных затрат для варианта № 3 по реконструкции ПС 220 кВ Бытовая и строительству ПС 220 кВ Мамоны 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>	3991,43	91,85	1183,61	1357,99	1357,99	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	159,07	0,00	53,02	53,02	53,02	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
КЛ 10 кВ	367,41	91,85	91,85	91,85	91,85	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 220 кВ и выше	1141,17	0,00	380,39	380,39	380,39	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	2323,78	0,00	658,34	832,72	832,72	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 %
КЛ 10 кВ	–	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %
Электрооборудование 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
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>	2781,46	0,00	0,00	0,00	0,00	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68
в том числе:																			
ВЛ	17,82	0,00	0,00	0,00	0,00	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
КЛ 10 кВ	118,31	0,00	0,00	0,00	0,00	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45
Электрооборудование 220 кВ и выше	757,01	0,00	0,00	0,00	0,00	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07	54,07
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	1888,34	0,00	0,00	0,00	0,00	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88	134,88
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	6772,89	91,85	1183,61	1357,99	1357,99	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68	198,68
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>	4730,29	91,85	1095,93	1164,25	1078,01	146,03	135,22	125,20	115,93	107,34	99,39	92,03	85,21	78,90	73,05	67,64	62,63	57,99	53,70

Таблица 69 – Расчет дисконтированных затрат для варианта № 4 по реконструкции ПС 220 кВ Бытовая и строительству ПС 220 кВ Мамоны 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>	1898,16	91,85	485,85	660,23	660,23	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	8,84	0,00	2,95	2,95	2,95	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
КЛ 10 кВ	367,41	91,85	91,85	91,85	91,85	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	1521,91	0,00	391,05	565,43	565,43	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
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 %
КЛ 10 кВ	–	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %
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>	1376,39	0,00	0,00	0,00	0,00	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31
в том числе:																			
ВЛ	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
КЛ 10 кВ	118,31	0,00	0,00	0,00	0,00	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	1257,10	0,00	0,00	0,00	0,00	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79	89,79
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	3274,55	91,85	485,85	660,23	660,23	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31	98,31
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>	2275,28	91,85	449,86	566,04	524,11	72,26	66,91	61,95	57,37	53,12	49,18	45,54	42,17	39,04	36,15	33,47	30,99	28,70	26,57

Как видно из таблицы 65, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 220 кВ Бытовая и строительству ПС 220 кВ Мамоны 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.

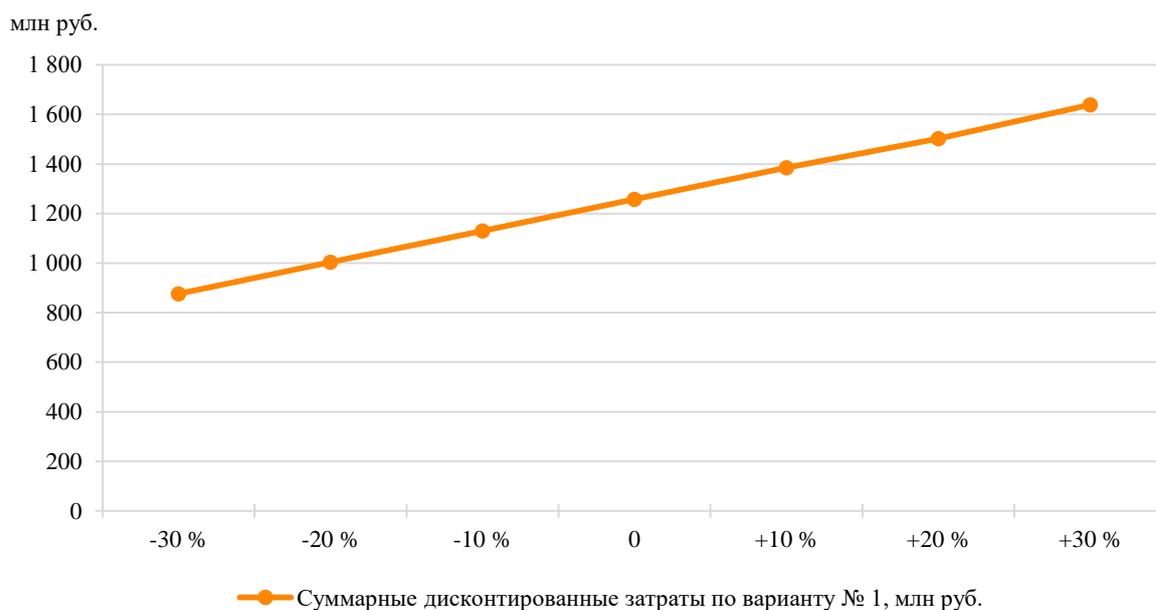
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

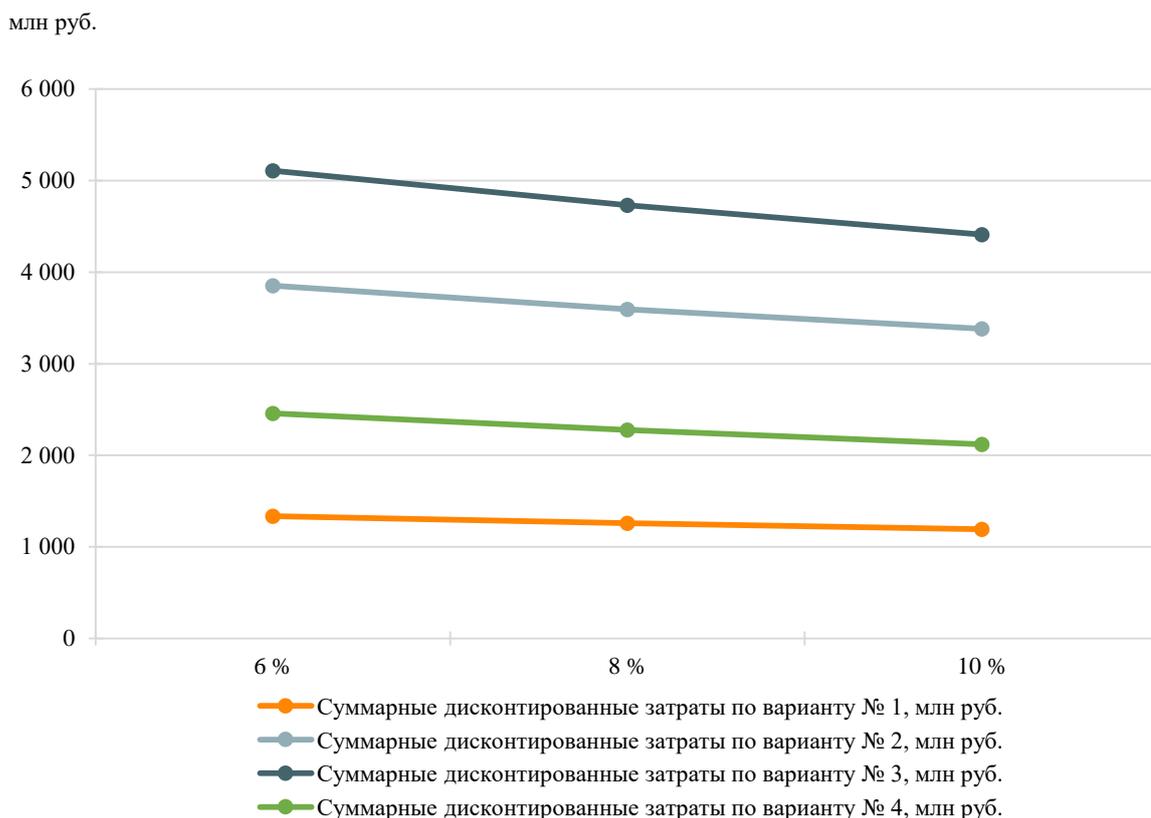
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 17.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	876	1003	1130	1258	1385	1502	1639

Рисунок 17 – 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 18.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1335	1258	1193
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	3851	3596	3380
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 3, млн руб.	5108	4730	4410
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 4, млн руб.	2459	2275	2119

Рисунок 18 – 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 даже на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 119 %, между вариантом № 1 и вариантом № 3 – 189 %, а между вариантом № 1 и вариантом № 4 – 39 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % варианты № 2, № 3 и № 4 остаются более затратными по отношению к варианту № 1, разница составляет 189 %, 283 % и 84 % соответственно. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 2, № 3 и № 4 остаются также более затратными по отношению к варианту № 1, разница составляет 183 %, 270 % и 78 % соответственно.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 по реконструкции ПС 220 кВ Бытовая и строительству ПС 220 кВ Мамоны сохраняет свое экономическое преимущество даже 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 Иркутской области, 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 31.10.2022 № 13@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 27.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных распоряжением министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 13.11.2023 № 58-701-мр изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Витимэнерго» на 2020–2024 годы, утвержденную распоряжением министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 29.11.2021 № 58-300-мр;

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [7]);

5) объектов-аналогов.

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Иркутской области по годам представлены в таблице 70.

Таблица 70 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Иркутской области (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	8991	29305	38507	34284	30025	30881	31459	203451

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 [10];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

В субъектах Российской Федерации – Иркутской области, Республика Тыва (далее – рассматриваемые субъекты) – оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, в этих субъектах осуществлен переход на совместное (единое) тарифное регулирование в части установления цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии¹.

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 [11] 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 рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 16 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ОАО «Иркутская электросетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 60 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов) и АО «Братская электросетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 11 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

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).

¹ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 20.04.2024 № 987-р.

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО рассматриваемых субъектов 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 [12];

– 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 [13].

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 тарифов², 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.

² Приказ Службы по тарифам Иркутской области от 27.12.2019 № 450-спр 9 (в редакции от 25.11.2022).

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы³, 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 71.

Таблица 71 – 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/ЕБИТДА 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)

³ Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	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 Службы по тарифам Иркутской области от 05.12.2023 № 79-408-спр «О внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 29 ноября 2022 года № 79-684-спр» (в редакции от 10.06.2024) и Постановлением Службы по тарифам Республики Тыва от 10.06.2024 № 14 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Тыва на 2024 год» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации⁴.

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 рассматриваемых субъектов, 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 рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых субъектах, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза

⁴ 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).

потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

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

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области 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 72.

Таблица 72 – 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	2,3 %	2,4 %	2,5 %	1,6 %	0,6 %	0,8 %

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 рассматриваемых субъектов представлены в таблице 73.

Таблица 73 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (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:	7935	17371	12445	8502	7940	7589
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)	3503	9242	4471	286	141	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	9954	16142	16687	7388	7349	5856

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 74 и на рисунке 19.

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 74 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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.	45,9	51,7	56,5	60,2	63,3	66,6
НВВ	млрд руб.	45,8	59,1	59,9	57,0	55,6	56,1
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,02	7,36	3,38	-3,29	-7,68	-10,52
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,78	0,85	0,91	0,95	0,98	1,02
Среднегодовой темп роста	%	–	110	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,78	0,97	0,96	0,89	0,86	0,86
Среднегодовой темп роста	%	–	126	99	93	97	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,00	0,12	0,05	-0,05	-0,12	-0,16

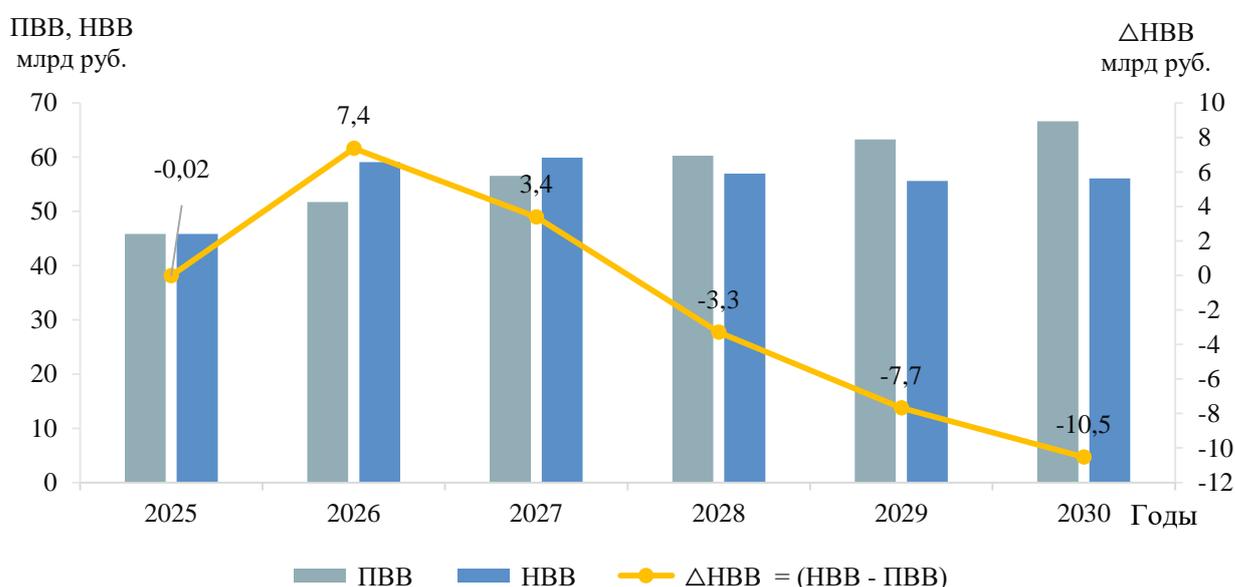


Рисунок 19 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 74, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 9,3–57,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 20.

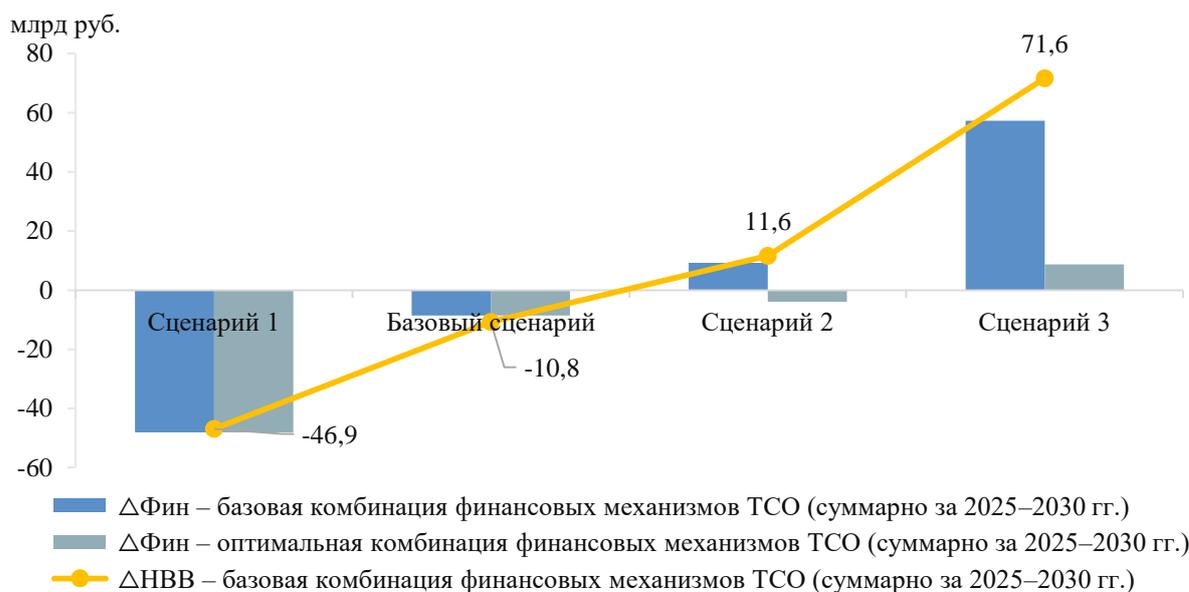


Рисунок 20 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 75.

Таблица 75 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	17 %	32 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	56 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 20, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 75) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Иркутской области оценивается в 2030 году в объеме 85349 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,57 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области к 2030 году увеличится и составит 12399 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,87 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6710–6884 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2024 году ожидаются в объеме 179 МВт на ТЭС. В период 2025–2030 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 690 МВт на ТЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Иркутской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 5,5 МВт на ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области в 2030 году составит 14019,4 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1415,30 км, трансформаторной мощности 6577,20 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

3. Правила 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).

4. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 29.11.2024).

5. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности

объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/ (дата обращения: 29.11.2024).

6. 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).

7. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 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).

8. 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).

9. 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).

10. 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).

11. 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).

12. 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).

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание		
														Установленная мощность (МВт)	
Энергосистема Иркутской области															
Братская ГЭС	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			-											
		1	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0		
		2	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		3	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		4	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		5	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		6	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		7	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		8	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		9	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		10	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		11	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		12	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		13	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		14	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		15	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		16	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		17	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		18	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
Установленная мощность, всего		-	-		4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0			
Иркутская ГЭС	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			-											
		1	Пр 32-В-720		107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5			
		2	Пр 32-В-720		107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5		
		3	ПЛ577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8		
		4	ПЛ577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8		
		5	ПЛ577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8		
		6	ПЛ577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8		
		7	Пр 32-В-720		107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5		
		8	Пр 32-В-720		82,8	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	Перемаркировка 30.03.2024
Установленная мощность, всего		-	-		736,5	761,2	761,2	761,2	761,2	761,2	761,2				
Усть-Илимская ГЭС	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			-											
		1	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		2	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		3	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		4	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		5	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		6	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		7	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		8	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		9	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		10	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		11	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		12	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		

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)
		13	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
		14	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		15	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		16	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
Установленная мощность, всего		–	–		3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	
Мамаканская ГЭС	АО «Витимэнергосбыт»			–										
		1	ПЛ-642-ВМ-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	
		2	ПЛ-642-ВМ-300		21,5	21,5	21,5	21,5	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	Модернизация в 2027 г.
		3	ПЛ-642-ВМ-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	
		4	ПЛ-642-ВМ-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	
Установленная мощность, всего		–	–	86,0	86,0	86,0	86,0	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5		
Иркутская ТЭЦ-11	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь										
		1	ПТ-25-90/10		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		2	ПТ-25-90/10		19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	
		3	ПТ-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	Р-50-130-1		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		8	Т-100-130-1		79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	
		10	ПСУ							230,0	230,0	230,0	230,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		11	ПСУ							230,0	230,0	230,0	230,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		12	ПСУ								230,0	230,0	230,0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–		320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	780,3	1010,3	1010,3	1010,3	
Иркутская ТЭЦ-9	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь										
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	Р-50-130/15		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	Р-50-130/15		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	Т-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	Т-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Т-100/110-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	Р-100-130/15	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Установленная мощность, всего		–	–	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0		
Иркутская ТЭЦ-6	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь										
		1	ПТ-65-12,8/1,3		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		2	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		4	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	Р-50-130/13	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
Установленная мощность, всего		–	–	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0		
Шелеховский уч-к Ново-Иркутской ТЭЦ (Иркутская ТЭЦ-5)	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь										
		1	АР-6-35/6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АР-6-35/3		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	АР-6-35/3	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		

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)								
Иркутская ТЭЦ-16	ООО «Байкальская энергетическая компания»	1	ПР-6-35-10/1,2	Мазут, уголь									
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Уч-к ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6 (Иркутская ТЭЦ-7)	ООО «Байкальская энергетическая компания»	1	АР-6-35/5	Мазут, уголь									
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Иркутская ТЭЦ-12	ООО «Байкальская энергетическая компания»	1	ПР-6-35/6/1.2	Уголь									
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Ново-Иркутская ТЭЦ	ООО «Байкальская энергетическая компания»	1	ПТ-60/75-130/13	Мазут, уголь									
					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
					175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
					175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
					185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	
Иркутская ТЭЦ-10	ООО «Байкальская энергетическая компания»	1	ПТ-60-90/13	Мазут, уголь									
					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
					150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
					150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
					150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
					150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
					150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
					150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	
Усть-Илимская ТЭЦ	ООО «Байкальская энергетическая компания»	1	ПТ-60-130/13	Мазут, уголь									
					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
					110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
					110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
					185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	
Ново-Зиминская ТЭЦ	ООО «Байкальская энергетическая компания»	1	ПТ-80/100-130/13	Мазут, уголь									
					80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
					100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	

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)													
ТЭЦ Теплоснабжение (ТЭЦ Байкальского целлюлозно-бумажного комбината)	ООО «Теплоснабжение»	1	Р-12-35/5	Уголь, мазут	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0															
														2	Р-12-35/5	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0					
														4	ПР-16-90/10/0,9	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0					
														–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0					
Установленная мощность, всего																											
ТЭЦ-2 Братского ЛПК Филиала АО «Группа «Илим» в Братске»	Филиал АО «Группа «Илим» в Братске»	1	Р-6-35/6	Кора и древесные отходы, черный щелок	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0														
														2	Р-6-35/10	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0						
														3	Р-6-35/10	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0					
														–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0					
Установленная мощность, всего																											
ТЭЦ-3 Братского ЛПК Филиала АО «Группа «Илим» в Братске»	Филиал АО «Группа «Илим» в Братске»	1	Р-32-8,8/0,65	Кора и древесные отходы, черный щелок	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0														
														2	Р-12-35/5	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0					
														3	Р-12-35/5	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0					
														4	Р-27-8,8/1,35	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0					
Установленная мощность, всего																											
ТЭС Филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимск	Филиал АО «Группа «Илим» в Усть-Илимске»	1	Р-12-35/5М	Кора и древесные отходы, черный щелок	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0														
														2	Р-12-35/5М	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4					
														3	ПР-6-35/15/5М	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0					
														4	ПР-6-35/15/5М	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0					
														5	Р-12-35/5	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0					
														6	ТГ		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.			
Установленная мощность, всего																											
Центральная ГТЭС	ООО «Иркутская нефтяная компания»	1	ЭГЭС-12С - 12000 №1	Газ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0														
														2	ЭГЭС-12С - 12000 №2	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														3	ЭГЭС-12С - 12000 №3	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														4	ЭГЭС-12С - 12000 №4	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														5	ЭГЭС-12С - 12000 №5	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														6	ЭГЭС-12С - 12000 №6	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
Установленная мощность, всего																											
Западная ГТЭС	ООО «Иркутская нефтяная компания»	1	ГТА УРАЛ - 6000 №1	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0														
														2	ГТА УРАЛ - 6000 №2	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														3	ГТА УРАЛ - 6000 №3	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														4	ГТА УРАЛ - 6000 №4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														6	САТУРН ГТА-6РМ №6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														7	САТУРН ГТА-6РМ №7	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														9	МОТОР СИЧ №9	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														10	МОТОР СИЧ №10	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														11	ЭГЭС-12С №11	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														12	ЭГЭС-12С №12	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.				
														Установленная мощность, всего													

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 Иркутской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	38615,86	38615,86
2	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1630,93	1630,93
					220	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х		–	1678,33
3	Иркутской области, Красноярского края и Республики Тыва, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Красноярский край, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	1420	1420	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	187655,85	187655,85
4	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1662,87	1662,87
5	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой ошиновки ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,19	5,19

№ 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				
6	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой ошиновки ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,19	5,19
7	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2028 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	1271,57	379,43
8	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	813,58	503,63

№ 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	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	80	2024	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	1462,49	687,06
10	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	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	93,1	93,1

№ 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	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – ориентировочной протяженностью 68 км с расширением РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор на одну ячейку и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск	АО «ИЭСК»	110	км	68	–	–	–	–	–	–	68	2024 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2559,90	2559,90
				ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–			
12	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×200	–	–	–	–	–	–	400	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1914,68	1914,68
13	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾			

№ 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	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	–	58	2024	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	117,94	31,85
15	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Юрты устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	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	7,01	3,86

№ 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
16	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	40	–	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	176,84	176,84
17	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад 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
18	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение ее в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	67,43	67,43
19	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км	АО «ИЭСК»	110	км	87	–	–	–	–	–	–	87	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4965,15	4965,15
20	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,76	3,76
21	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	10,50	10,50
22	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	16,33	16,33

№ 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				
23	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	16,33	16,33
24	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	16,33	16,33
25	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,83	3,83
26	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,83	3,83
27	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,02	13,02

№ 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				
28	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,02	13,02
29	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	40,2	40,17
30	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	19,76	19,76
31	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,31	6,31
32	Иркутской области	Иркутская область	Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,18	13,18

№ 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				
33	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 9,36409 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	9,3641	–	–	–	–	–	–	9,3641	2024	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	538,21	444,00
34	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,14658 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	16,147	–	–	–	–	–	–	16,147	2024	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		

№ 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
35	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,10	1,10
36	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	106,38	106,38

№ 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
37	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,10	1,10
38	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха 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. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	15,15	15,15

№ 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
39	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	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	1,10	1,10
40	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ 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	1,25	1,25
41	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная 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	17,20	17,20

№ 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				
42	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,03	8,03
43	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17,63	17,63
44	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17,63	17,63
45	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17,63	17,63
46	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17,63	17,63

№ 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					
47	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой ТТ ячейки В-110 ГЭС «Б»	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	16,33	16,33
48	Иркутской области	Иркутская область	Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	ООО «ЕвроСиб-Энерго-Гидрогенерация»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,18	13,18
49	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,18	13,18
50	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	–	200	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1299,17	1299,17

№ 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
51	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026 ³⁾	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	384,00	384,00
52	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1551,17	1551,17
53	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1694,87	1694,87

№ 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
54	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1567,06	1567,06
55	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Березовая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	633,66	633,66
56	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бирюса с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	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	236,55	236,55

№ 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
57	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная 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 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	552,41	552,41
58	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформаторов Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/20/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	267,23	266,81
				АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	–	16			
59	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	637,10	637,10

№ 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				
60	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	676,22	676,22
61	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Летняя с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	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	622,23	622,23
62	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением РУ к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	118,81	118,81

№ 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				
63	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом участка ВЛ от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд на проектное напряжение 110 кВ	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	н/д	н/д
64	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витим-энерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2024	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	218,30	218,30
65	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой трансформаторов Т-3 110/10/6 кВ и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	633,87	633,87

№ 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
66	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	607,70	607,70
67	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Лисиха с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	585,23	585,23
68	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Оса 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	АО «ИЭСК»	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	574,51	574,51

№ 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				
69	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	647,34	647,34
70	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	408,32	408,32
71	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Туристская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	647,54	647,54

№ 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				
72	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	80	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	377,28	377,28
				АО «ИЭСК»	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	80	2026 ³⁾			
73	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда 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	АО «ИЭСК»	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	138,77	138,77
74	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово 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	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	144,22	144,22
				АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026 ³⁾			

№ 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				
75	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	633,82	633,82
76	Иркутской области	Иркутская область	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая, демонтаж отпаяк до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	2,8	2024 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	57,12	10,93
77	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2,5	–	–	–	–	2,5	2024 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	62,03	2,22

№ 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				
78	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	км	2×2,6	–	–	–	–	–	–	5,2	–	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	21,20	21,20
79	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×40	–	–	–	–	40	–	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	237,95	237,95
80	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	2025 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		

№ 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				
81	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	2025 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	119,81	51,63
82	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×15	–	–	–	–	15	–	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	218,21	218,21
83	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	23	–	–	–	–	23	2025 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	397,69	198,00

№ 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				
84	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	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	122,26	122,26
85	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой 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	108,47	108,47
86	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма 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	1,70	1,70

№ 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				
87	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет 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	1,58	1,58
88	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	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	68,03	68,03
89	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	–	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	2680,50	972,35
					110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40				

№ 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
90	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	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	2090,38	2090,38

№ 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
91	Иркутской области	Иркутская область	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	АО «ИЭСК»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	5,11	5,11

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.