ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ НА 2026–2031 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 32
2.1.5 Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск 34
2.1.6 ПС 220 кВ Черемхово 36
2.1.7 ПС 220 кВ Байкальская 38
2.1.8 Транзит 110 кВ Восточная – Правобережная 40
2.1.9 Транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово 42
2.1.10 Район УП-15 – Иркутская ТЭЦ-9 44
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 46
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ 46
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 82
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям 88
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций 88
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России 89

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше ... 89
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 ... 102
2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности ... 102
2.4.1 Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия ... 102
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы ... 111
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности ... 111
3.2 Прогноз потребления электрической энергии ... 115
3.3 Прогноз потребления мощности ... 116
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования ... 117
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы ... 120
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше ... 120
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 ... 127
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России ... 152
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 ... 162
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети ... 168

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для транзита 110 кВ Тайшет – Тулун 169
5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 220 кВ Черемхово 174
5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы 179
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию 185
7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети 187
7.1 Основные подходы 187
7.2 Исходные допущения 188
7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства 192
7.3 Результаты оценки тарифных последствий 193
7.4 Оценка чувствительности экономических условий 194
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 197
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 198
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации 201
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 206

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
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
КРУН	–	комплектное распределительное устройство для наружной установки
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДН	–	минимально допустимое напряжение
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
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция

ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» 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
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора

$S_{ном}$ – номинальная полная мощность
$U_{ном}$ – номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Иркутской области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 (2026–2031 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 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

– мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

– 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 500 кВ – 2 шт., 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»	2001,0
Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	852,0
ООО «РУСАЛ Тайшет»	663,0
ОАО «РЖД»	595,0
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Братске	224,0
АО «АНХК»	181,0
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	142,0
ООО «Транснефть – Восток»	136,0
ООО «БЗФ»	109,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Битривер Рус»	100,0
Более 50 МВт	
АО «Саянскхимпласт»	93,0
АО «Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимске (ЦКК)	58,0
ООО «ИНК» (ПС 220 кВ Полимер)	54,0
Более 20 МВт	
ООО «Битривер-К»	48,0
ПАО «Коршуновский ГОК»	47,0
ООО «Байкальская Майнинговая Компания»	44[1)]
АО «АЭХК»	38,0
ООО «Стройсервис Плюс»	38,0
ЗАО «СЭМЗ»	38,0
ООО «Лайт»	37,0[2)]
ООО «Бит+»	30,0
ООО «УМЗ»	29,0[2)]
Иркутский авиационный завод (ИАЗ) – филиал ПАО «Яковлев»	27,0
ООО «Дата-центр Вихоревка»	23,0

Примечания

1 [1)] Ограничено потребление на основании постановления Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 (дата фактического отключения 22.01.2025).

2 [2)] Ограничено потребление на основании постановления Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 (дата фактического отключения 01.01.2025).

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области на 01.01.2025 составила 13144,9 МВт, в том числе: ГЭС – 9187,2 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 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар-кировка	Прочие изменения	
Всего	13120,2	–	–	+24,7	–	13144,9
ГЭС	9162,5	–	–	+24,7	–	9187,2
ТЭС	3957,7	–	–	–	–	3957,7

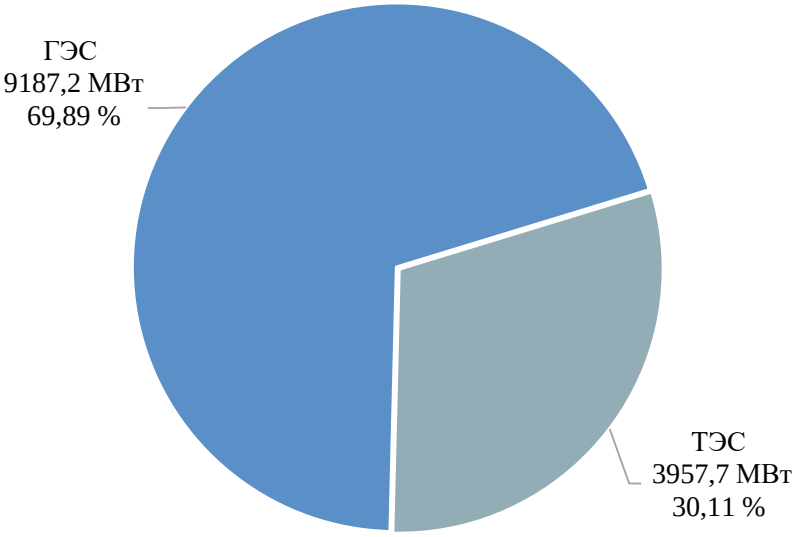


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2024 году составило 71821,9 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 55856,5 млн кВт·ч, ТЭС – 15965,4 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 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	59688,3	65041,1	68635,6	68876,7	71821,9
ГЭС	47679,5	53396,4	54642,0	53430,5	55856,5
ТЭС	12008,8	11644,7	13993,6	15446,2	15965,4

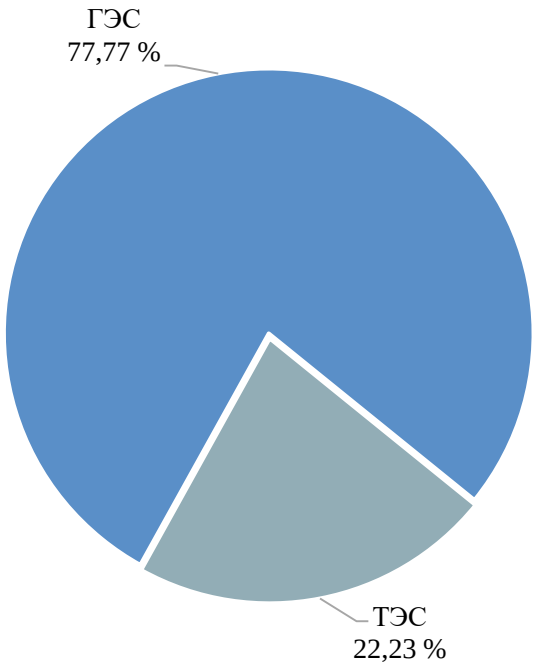


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Иркутской области в 2024 году

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	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	55980	59256	64352	66778	71832
Годовой темп прироста, %	0,90	5,85	8,60	3,77	7,57
Максимум потребления мощности, МВт	8326	8916	9111	10168	10059
Годовой темп прироста, %	1,59	7,09	2,19	11,60	-1,07
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6724	6646	7063	6567	7141
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	31.12 14:00	23.12 13:00	14.02 05:00	13.12 09:00	21.02 05:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-28,2	-30,8	-25,9	-34,1	-22,9

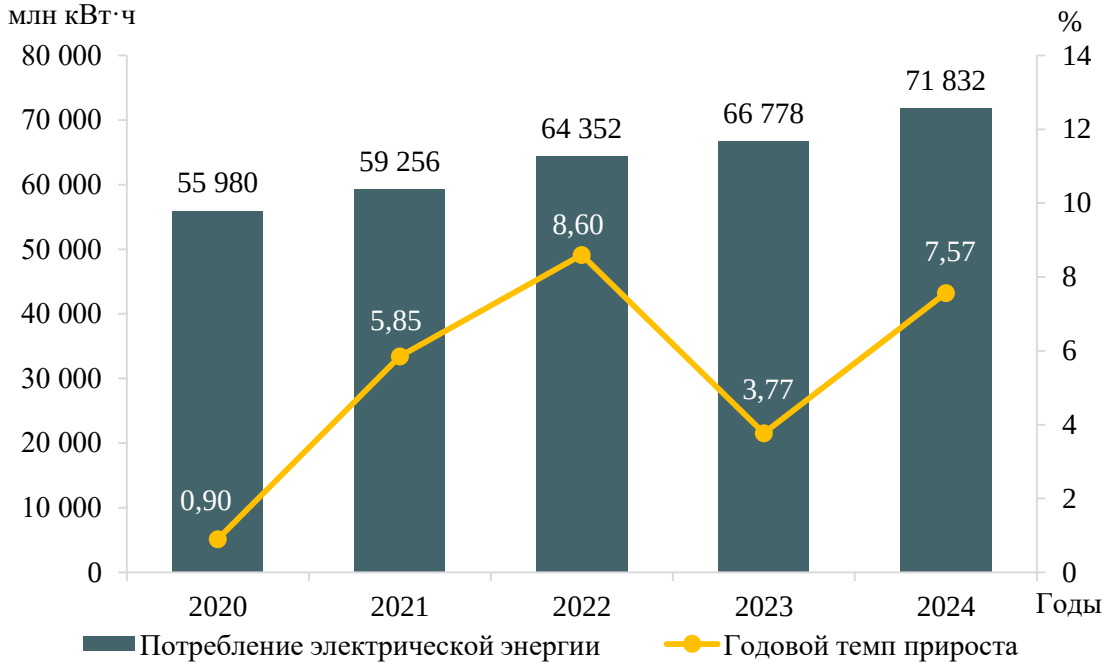


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

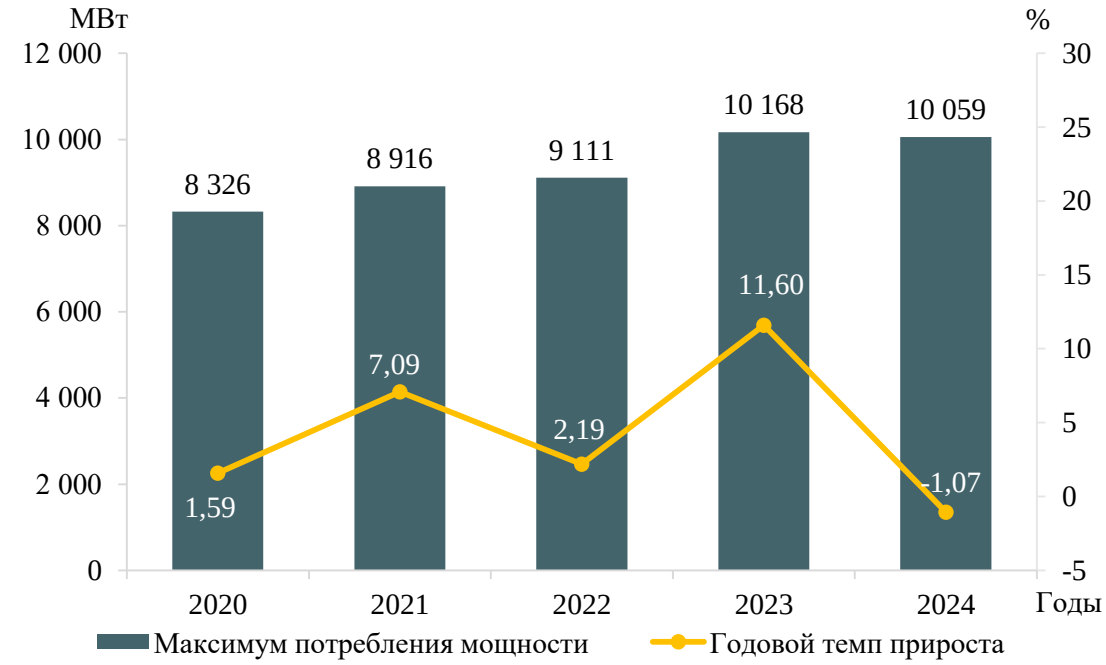


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Иркутской области увеличилось на 16351 млн кВт·ч и составило в 2024 году 71832 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 5,30 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 8,60 % в 2022 году. Наименьший годовой темп прироста потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,90 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области вырос на 1863 МВт и составил 10059 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,18 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 11,6 % в 2023 году, что связано с низкой ТНВ во время прохождения максимума потребления мощности энергосистемы. Годовое снижение мощности зафиксировано в 2024 году и составило 1,07 %.

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», Филиал АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске – ЦКК 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	Строительство ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь протяженностью 1 км	АО «Витимэнерго»	2020	1 км
2	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
3	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	220 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками (в габаритах 220 кВ) с переводом на напряжение 220 кВ со строительством отпаек от ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками до ПС 220 кВ Чаянгро протяженностью 0,01 км и до ПС 220 кВ Дяля протяженностью 0,0988 км с увеличением пропускной способности	АО «Витимэнерго»	2020	0,11 км
5	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер № 1 протяженностью 7,2 км	ООО «ИНК»	2020	7,2 км
6	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер № 2 протяженностью 7,13 км	ООО «ИНК»	2020	7,13 км
7	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сухой Лог –Полюс № 1 протяженностью 19,16 км с увеличением пропускной способности	АО «Витимэнерго»	2021	19,16 км
8	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 2 протяженностью 19,87 км	АО «Витимэнерго»	2021	19,87 км
9	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская I цепь до ПС 110 кВ Дачная	АО «ИЭСК»	2021	–
10	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская II цепь до ПС 110 кВ Дачная	АО «ИЭСК»	2021	–
11	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
12	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
13	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 1 протяженностью 0,38 км	АО «ИЭСК»	2021	0,38 км
14	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 2 протяженностью 0,42 км	АО «ИЭСК»	2021	0,42 км
15	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 3 протяженностью 0,56 км	АО «ИЭСК»	2021	0,56 км
16	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 4 протяженностью 0,6 км	АО «ИЭСК»	2021	0,6 км
17	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
18	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
19	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
20	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
21	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
22	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
23	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
24	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
25	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
26	500 кВ	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 протяженностью 460,678 км	ПАО «Россети»	2023	460,678 км
27	500 кВ	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 протяженностью 295,063 км	ПАО «Россети»	2023	295,063 км
28	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
29	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
30	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
31	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
32	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
33	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
34	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
35	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
36	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
37	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Опорная – Турма протяженностью 1,061 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	1,061 км
38	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха протяженностью 0,6598 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	0,6598 км
39	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой луг протяженностью 8,85038 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2023	8,85038 км
40	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
41	500 кВ	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 протяженностью 463,182 км	ПАО «Россети»	2024	463,182 км
42	500 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на напряжение 500 кВ	ПАО «Россети»	2024	294,249 км
43	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта № 1 протяженностью 259,2 км	ПАО «Россети»	2024	259,2 км
44	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта № 2 протяженностью 259,022 км	ПАО «Россети»	2024	259,022 км
45	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I цепь с отпайкой на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы протяженностью 1,80308 км с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы	ПАО «Россети»	2024	1,80308 км
46	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I цепь с отпайкой на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы протяженностью 1,28275 км с образованием ВЛ 220 кВ НПС-9 – Рассолы с отпайкой на ПС НПС-8	ПАО «Россети»	2024	1,28275 км
47	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-1 № 1 протяженностью 33,833 км	ПАО «Газпром»	2024	33,833 км
48	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-1 № 2 протяженностью 33,833 км	ПАО «Газпром»	2024	33,833 км
49	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-2 № 1 протяженностью 13 км	ПАО «Газпром»	2024	13 км
50	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-2 № 2 протяженностью 13 км	ПАО «Газпром»	2024	13 км
51	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-3 № 1 протяженностью 16,7 км	ПАО «Газпром»	2024	16,7 км
52	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-3 № 2 протяженностью 16,7 км	ПАО «Газпром»	2024	16,7 км
53	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Рассолы – Яракта I цепь протяженностью 60,84 км	ООО «ИНК»	2024	60,84 км
54	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Рассолы – Яракта II цепь протяженностью 60,84 км	ООО «ИНК»	2024	60,84 км
55	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 11,6644 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2024	11,6644 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
56	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная протяженностью 11,6644 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2024	11,6644 км
57	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра I цепь протяженностью 1,3933 км, демонтаж отпайки до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	АО «ИЭСК»	2024	1,3933 км
58	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра II цепь протяженностью 1,3801 км, демонтаж отпайки до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра	АО «ИЭСК»	2024	1,3801 км
59	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая протяженностью 5,7731 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2024	5,7731 км
60	110 кВ	Строительство второй ВЛ 110 кВ Полюс – Кропоткинская с отпайкой на ПС Вернинская протяженностью 17,596 км	АО «Витимэнерго»	2024	17,596 км
61	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная протяженностью 13,6501 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2024	13,6501 км
62	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная протяженностью 13,31673 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2024	13,31673 км
63	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха протяженностью 20,0802 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2024	20,0802 км
64	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг протяженностью 6,35462 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2024	6,35462 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»	2020	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ПГВ с заменой трансформатора 110 кВ на трансформатор 110 кВ мощностью 80 МВА	АО «Электросеть»	2020	80 МВА
3	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
4	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
5	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
6	220 кВ 110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чаянгро 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
7	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Дяля с одним трансформатором 220/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витимэнерго»	2020	10 МВА
8	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
9	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Полимер с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «ИНК»	2020	80 МВА
10	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
11	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 ШР 220 кВ мощностью 100 Мвар каждый	АО «ИЭСК»	2020	3×167 МВА 63 МВА 6×100,15 Мвар 2×100 Мвар

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	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
13	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
14	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
15	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Дачная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2021	2×25 МВА
16	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «ИНК»	2021	80 МВА
17	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
18	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Столбово с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2021	2×40 МВА
19	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ ТАЗ с тремя трансформаторами 220 кВ мощностью 100 МВА каждый	ООО «РУСАЛ ТАЙШЕТ»	2021	3×100 МВА
20	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
21	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
22	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
23	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2022	1×180 Мвар

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
24	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
25	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
26	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
27	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
28	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
29	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Цесовская с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2022	2×40 МВА
30	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Высочайший с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Высочайший»	2022	16 МВА
31	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
32	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
33	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
34	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	ПАО «Россети»	2023	1×180 Мвар

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
35	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
36	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
37	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кадаликан с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 2,5 МВА	АО «ЗДК «Лензолото»	2023	2,5 МВА
38	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
39	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
40	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
41	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
42	500 кВ	Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар на ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 при вводе ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	ООО «ЭН+ ГИДРО»	2024	1×180 Мвар
43	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	2024	1×180 Мвар
44	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	АО «ИЭСК»	2024	250 МВА
45	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ковыкта с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Газпром»	2024	2×63 МВА
46	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Рассолы с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	ООО «ИНК»	2024	2×125 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
47	220 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	2024	200 МВА
48	220 кВ	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»	2024	200 МВА
49	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Улькан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/27,5 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2024	25 МВА
50	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-1 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Газпром»	2024	2×16 МВА
51	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-2 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Газпром»	2024	2×16 МВА
52	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Газпром»	2024	2×10 МВА
53	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Яракта с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ООО «ИНК»	2024	2×80 МВА
54	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Огневка с заменой трансформатора Т-1 110 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2024	40 МВА
55	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с установкой третьего трансформатора Т-3 (ММПС) 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «ИЭСК»	2024	40 МВА
56	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой трансформатора Т-2 110 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2024	16 МВА
57	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	2024	2×29 Мвар

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

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

На территории 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;
– ПС 220 кВ Черемхово;
– ПС 220 кВ Байкальская;
– транзит 110 кВ Восточная – Правобережная;
– транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово;
– район УП-15 – Иркутская ТЭЦ-9.

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)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками и ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, 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 17 МВт	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	Отсутствуют	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук (ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук) и ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 2 с отпайками (ВЛ-233), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук (ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук) превышает ДДТН на величину до 20 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт	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	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности

Примечания

1 [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.

2.1.2 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)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], 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 АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], 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 Тайшет-Запад, 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 26 МВт	Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад устройства АОСН	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад устройства АОСН

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)
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 66 МВт	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	Отсутствуют	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 переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, ранее установленных на ПС 220 кВ Черемхово. Строительство ВЛ 220 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км[1)]
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 – Оса[2)], при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, 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 74 МВт	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН. Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН. Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН[2), 3)]	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН. Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН. Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН[2), 4)]
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, 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 52 МВт	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН. Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН[2), 3)]	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН. Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН[2), 4)]
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 16 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 28 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности[2), 3)]	Отсутствуют	Отсутствуют[2), 4)]
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 28 %, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 18 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности[2), 3)]	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности[2), 4)]
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 22 %, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности[2), 3)]	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности[2), 4)]
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 Урик – Усть-Орда I (II) цепь с отпайкой на ПС Оёк, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II (I) цепь с отпайкой на ПС Оёк превышает ДДТН на величину до 17 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск превышает ДДТН на величину до 5 %, токовая нагрузка провода ошиновки ШСВ-110 на ПС 110 кВ Усть-Орда превышает ДДТН на величину до 12 %, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 28 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк с увеличением пропускной способности[2), 3)]	Отсутствуют	Отсутствуют[2), 4)]

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)
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 – Никольск, при возникновении нормативного возмущении, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I (II) цепь с отпайкой на ПС Оёк, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II (I) цепь с отпайкой на ПС Оёк превышает АДТН на величину до 38 %, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 82 МВт	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. Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН	Отсутствуют	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
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 Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь, при возникновении нормативного возмущения, связанного 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 АДТН на величину до 34 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск превышает АДТН на величину до 23 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 68 МВт	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь. Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь. Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск
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 Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск, при возникновении нормативного возмущения, связанного 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 АДТН на величину до 39 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь превышает АДТН на величину до 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 77 МВт	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь. Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь. Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь

Примечания

1 [1)] Комплексное техническое решение с учетом мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, обоснованных в 2.3.1.

2 [2)] 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.

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

4 [4)] С учетом выполнения мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Оса с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, ранее установленных на ПС 220 кВ Черемхово и по строительству ВЛ 220 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км.

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)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка и ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная превышает ДДТН на величину до 25 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха превышает ДДТН на величину до 8 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 43 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 6,32827 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителей ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 6,32827 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителей ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности

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)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], 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	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)

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 ПС 220 кВ Черемхово

В таблице 12 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ПС 220 кВ Черемхово.

Таблица 12 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона ПС 220 кВ 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)
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 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	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	Отсутствуют	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
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 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 46 МВт	Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: АОПО АТ-1; АОПО АТ-2	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой выключателя, разъединителей, ТТ ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой выключателя, разъединителей, ТТ ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности	Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: АОПО АТ-1; АОПО АТ-2

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)
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-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Байкальская, токовая нагрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Байкальская превышает ДДТН на величину до 45 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 51 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной I. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной II. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 АТ-2	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной I. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной II. Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 АТ-2
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 (ВЛ-201), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ II цепь с отпайкой на ПС Байкальская (ВЛ-202), 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 144 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 154 МВт	Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь. Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	Отсутствуют	Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь. Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками

2.1.8 Транзит 110 кВ Восточная – Правобережная

В таблице 14 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Восточная – Правобережная.

Таблица 14 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий транзита 110 кВ Восточная – Правобережная

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)
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 – Восточная I (II) цепь с отпайкой на ПС Столбово, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II (I) цепь с отпайкой на ПС Столбово, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I (II) цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 58 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 126 МВт	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь с отпайками	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь с отпайками

2.1.9 Транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово

В таблице 15 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово.

Таблица 15 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий транзита 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – 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)
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 АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Черемхово, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская превышает АДТН на величину до 34 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта превышает АДТН на величину до 12 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт	Создание на Иркутской ТЭЦ-11 устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта; АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская	Отсутствуют	Создание на Иркутской ТЭЦ-11 устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта; АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская

2.1.10 Район УП-15 – Иркутская ТЭЦ-9

В таблице 16 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в районе УП-15 – Иркутская ТЭЦ-9.

Таблица 16 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий района УП-15 – Иркутская ТЭЦ-9

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)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением СР-110 кВ и ТГ-7 Иркутской ТЭЦ-9, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I (II) цепь, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II (I) цепь превышает АДТН на величину до 12 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 13 МВт	Создание на ПС 220 кВ УП-15 устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II цепь	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ УП-15 устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II цепь

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

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 17 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 17 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С					
		Энергосистема Иркутской области	Братский и Усть-Илимский энергорайоны	Бодайбинский энергорайон	Энергорайон «Восточные электрические сети»	Иркутско-Черемховский энергорайон	Энергорайон СБЭК в Усть-Илимском и Бодайбинском энергорайонах
2020	16.12.2020	-15,0	-15,9	-31,3	-13,7	-13,7	-31,3
	17.06.2020	13,7	11,8	11,9	16,0	16,0	11,9
2021	15.12.2021	-24,4	-27,2	-39,8	-20,9	-20,9	-39,8
	16.06.2021	12,6	15,2	13,9	9,5	9,5	13,9
2022	21.12.2022	-14,8	-15,6	-39,3	-13,2	-13,2	-39,3
	15.06.2022	21,3	22,4	16,8	20,1	20,1	16,8
2023	20.12.2023	-29,1	-28,3	-33,8	-29,9	-29,9	-33,8
	21.06.2023	18,3	18,9	13,8	17,7	17,7	13,8
2024	18.12.2024	-14,7	-17,2	-23,2	-11,5	-11,5	-23,2
	19.06.2024	17,0	16,6	15,4	17,4	17,4	15,4

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

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

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{\text{персп}}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{\text{ддн}}$)

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 в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 18 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 19 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, 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 5 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Ангарская	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	63	31,65	37,83	39,51	66,31	52,30	4,43	28,68	23,61	30,63	32,53	20
			Т-2	115/38,5/6,6	63	44,50	48,18	51,02	48,73	54,08	44,51	28,93	40,11	27,09	32,04	
2	ПС 110 кВ Березовая	110/10/10	Т-1	115/11/11	25	26,42	18,69	23,18	25,06	23,11	13,97	10,96	11,12	0	0	0
			Т-2	115/11/11	25	19,61	26,08	21,20	27,94	9,33	0	7,42	7,98	24,92	15,12	
3	ПС 110 кВ Бирюса	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	25	9,44	10,49	10,49	10,71	10,68	5,01	17,46	4,16	2,10	11,29	0
			Т-2	115/38,5/6,6	16	10,65	4,50	4,50	10,22	9,50	8,58	0,13	8,49	3,59	0	
4	ПС 110 кВ Бохан	110/10	Т-1	115/11	10	6,85	7,64	8,59	10,12	7,75	0	0	0	2,59	3,62	0
			Т-2	115/11	10	4,31	5,05	4,76	6,10	4,85	2,87	5,30	4,48	1,15	0	
5	ПС 110 кВ Вокзальная	110/10	Т-1	115/11	16	9,95	10,72	9,25	9,63	10,49	3,72	5,42	6,49	5,45	6,47	0
			Т-2	115/11	16	9,47	10,02	10,50	14,47	9,76	5,82	7,29	5,63	4,82	4,84	
6	ПС 110 кВ Жигалово	110/20/10	Т-1	115/22/11	6,3	4,94	4,64	5,44	5,96	4,04	0	4,74	0	0	2,26	0
			Т-2	115/22/11	10	5,87	6,21	6,68	8,02	7,76	2,95	0	3,47	3,37	1,55	
7	ПС 110 кВ Зеленый Берег	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	–	–	18,48	27,44	17,19	–	–	4,50	7,04	11,21	12,14
			Т-2	115/38,5/11	25	–	–	14,68	21,63	20,21	–	–	1,72	7,36	7,47	
8	ПС 110 кВ Изумрудная	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	20,72	25,83	18,15	25,31	18,55	9,78	3,79	8,24	6,93	9,71	1,8
			Т-2	115/38,5/11	25	20,54	24,68	20,04	23,71	18,34	10,17	25,51	7,37	8,94	4,85	
9	ПС 110 кВ Инкубатор	110/10	Т-1	115/11	16	5,49	7,89	7,41	9,96	7,24	2,57	2,10	3,99	3,09	4,84	0
			Т-2	115/11	16	5,90	9,40	8,59	11,77	8,74	1,89	1,96	4,13	4,02	5,53	
10	ПС 110 кВ Карлук	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	13,07	11,63	14,65	16,23	12,98	6,04	9,01	12,78	0	4,64	0
			Т-2	115/38,5/11	25	19,86	16,04	16,09	16,87	13,99	4,83	7,99	0	0	5,93	
11	ПС 110 кВ Куйтун	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	10,53	10,52	10,68	12,45	9,93	5,58	0	0	0	0	1,06
			Т-2	115/38,5/11	16	8,66	8,70	9,72	11,17	8,83	0	7,37	6,72	5,92	6,23	
12	ПС 110 кВ Летняя[1)]	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	20,05	14,00	12,68	16,21	12,92	7,27	15,99	7,34	10,11	5,20	0
			Т-2	115/38,5/11	16	15,42	18,96	11,04	13,80	9,19	4,15	0	3,49	0	3,73	
13	ПС 110 кВ Луговая	110/10/10	Т-1	115/11/11	25	22,62	20,44	17,12	20,82	19,78	10,77	16,77	27,99	17,08	14,04	0
			Т-2	115/11/11	25	15,51	25,06	19,54	19,53	21,32	8,01	12,47	0	0	13,34	
14	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	110/35/10/6	Т-3	115/11/6,6	25	23,94	29,55	25,75	27,50	23,42	5,39	16,97	14,83	14,61	15,3	0
			Т-4	115/11/6,6	25	16,80	17,39	18,26	28,04	23,35	5,51	6,44	11,03	9,78	8,90	
15	ПС 110 кВ Нагорная	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	25	14,52	13,47	14,79	17,95	19,49	7,66	11,79	11,31	8,27	11,04	0
			Т-2	115/38,5/6,6	25	8,36	10,43	12,08	11,51	10,33	5,38	5,98	6,36	5,58	8,78	
16	ПС 110 кВ Новая Лисиха	110/10/10	Т-1	115/11/11	25	0,13	12,94	12,98	14,05	11,21	–	6,06	5,96	5,84	4,56	0
			Т-2	115/11/11	25	0,03	4,01	15,52	15,85	12,02	–	0,64	4,23	3,94	4,21	
17	ПС 110 кВ Новая Уда	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	12,00	12,84	12,03	15,07	12,99	3,12	4,77	3,85	0	0,62	0
			Т-2	115/38,5/11	16	5,00	5,08	6,74	8,18	6,48	1,53	2,38	1,99	5,17	5,64	
18	ПС 110 кВ Оёк	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	17,74	9,89	19,44	23,60	21,46	0	11,45	1,96	0	6,02	0
			Т-2	115/38,5/11	25	10,85	21,12	19,54	22,25	13,99	4,48	12,83	6,98	4,58	3,51	
19	ПС 110 кВ Оса	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	9,21	9,78	14,18	17,54	14,64	3,74	4,75	5,81	9,48	11,00	10,73
			Т-2	115/38,5/11	25	16,75	21,37	17,88	24,17	19,21	3,58	7,44	4,09	0	0	
20	ПС 110 кВ Пивзавод[2)]	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	42,65	12,85	38,90	46,78	33,32	6,56	31,27	10,87	16,12	17,08	0
			Т-2	115/38,5/11	40	46,59	27,73	36,04	46,50	34,70	21,37	0	11,35	12,57	18,84	
21	ПС 110 кВ Промышленная	110/6	Т-1	115/6,6	25	5,97	5,48	0,78	7,01	7,26	1,64	0,38	3,73	4,98	4,95	0
			Т-2	115/6,6	25	3,72	7,37	2,79	5,35	4,39	2,06	0,02	8,53	4,69	6,52	
22	ПС 110 кВ Рабочая	110/6/6	Т-1	115/6,6/6,6	25	10,98	10,83	13,66	17,27	13,36	7,44	5,28	6,45	4,21	7,08	4,00
			Т-2	115/6,6/6,6	25	12,27	15,31	16,04	20,43	14,84	0	6,28	6,64	8,07	6,53	
23	ПС 110 кВ Сосновая	110/10	Т-1	115/11	6,3	2,92	7,40	4,88	5,94	5,00	0,80	2,09	1,01	1,11	2,60	0
			Т-2	115/11	6,3	2,72	0	2,72	4,37	3,27	0,23	0,54	1,33	1,74	0	
24	ПС 110 кВ Стеклозавод	110/6	Т-1	115/6,6	16	8,25	9,26	9,80	12,23	10,75	5,22	3,82	3,50	3,31	3,31	0
			Т-2	115/6,6	16	6,11	6,46	6,20	6,77	6,38	0	2,78	2,43	2,41	2,45	
25	ПС 110 кВ Туристская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	9,79	10,60	11,94	16,92	14,89	2,03	4,40	3,18	5,86	4,89	0
			Т-2	115/38,5/11	25	17,27	19,12	20,40	25,11	15,95	3,29	8,85	7,96	8,24	6,70	
26	ПС 110 кВ Урик	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	35,30	37,16	39,49	44,27	18,46	10,18	15,66	11,88	9,98	8,97	0
			Т-2	115/38,5/11	40	32,50	30,64	35,74	41,00	32,40	4,47	10,93	7,96	10,98	5,72	
			Т-3 (ММПС)	115/10,5	40	–	–	–	–	12,84	–	–	–	–	–	
27	ПС 110 кВ Усть-Орда	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	13,63	14,53	16,09	19,35	17,61	3,21	7,62	3,70	4,24	3,92	11,70
			Т-2	115/38,5/11	25	19,58	20,61	22,32	26,22	17,50	4,91	8,73	5,63	5,85	5,78	

№ 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
28	ПС 110 кВ Хомутово[3)]	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	21,23	24,57	17,74	26,94	18,30	5,70	10,61	8,58	14,87	6,24	13,69
			Т-2	115/38,5/11	25	24,95	23,45	22,44	27,71	19,67	4,98	10,43	6,95	6,68	10,38	
29	ПС 110 кВ Электрокотельная	110/10/6/6	Т-1	115/6,6/6,6	25	0	0,16	5,91	11,83	8,25	0	0	1,54	0,62	4,78	2,32
			Т-2	115/6,6/6,6	25	7,75	11,54	3,81	6,65	5,25	0	0	1,86	3,10	8,60	
			Т-3	115/11	16	10,35	11,44	12,70	15,72	12,31	2,43	3,31	3,36	3,13	3,37	
30	ПС 35 кВ Марково	35/10	Т-1	38,5/11	16	–	13,78	8,26	20,67	13,64	–	–	1,82	3,66	5,35	0
			Т-2	38,5/11	16	–	–	12,92	18,17	13,47	–	–	5,54	5,08	4,60	

Примечания

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

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

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

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

№ 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 Ангарская	Т-1	ТДТН-63000/110/35/6	1992	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-63000/110/35/6	1986	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Березовая	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	1977	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	1982	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	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
4	ПС 110 кВ Бохан	Т-1	ТДН-10000/110/10	1993	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1978	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	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
6	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
7	ПС 110 кВ Зеленый Берег	Т-1	SFSZ (ТДТН)-25000/110/35/10	2022	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	SFSZ (ТДТН)-25000/110/35/10	2022	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
8	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
9	ПС 110 кВ Инкубатор	Т-1	ТДН-16000/110/10	1982	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1983	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	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
11	ПС 110 кВ Куйтун	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1983	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	2007	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
12	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
13	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
14	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
15	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
16	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
17	ПС 110 кВ Новая Уда	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	2012	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
18	ПС 110 кВ Оёк	Т-1	SFSZ-25000/110	2020	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	SFSZ-25000/110	2020	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

№ 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
19	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
20	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
21	ПС 110 кВ Промышленная	Т-1	ТРДН-25000/110/6	1987	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110/6	1988	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
22	ПС 110 кВ Рабочая	Т-1	ТРДН-25000/110/6	2007	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-25000/110/6	2007	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
23	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
24	ПС 110 кВ Стеклозавод	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	1968	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-16000/110/35/6	1979	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
25	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
26	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	SFSZ (ТДТН)-40000/110/35/10	2016	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3 (ММПС)	ТДЦН-40000/110-УХЛ1	2024	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
27	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
28	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
29	ПС 110 кВ Электрокотельная	Т-1	ТРДН-25000/110/6/6	1987	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110/6/6	1987	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДН-16000/110/10	2006	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
30	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 20 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Ангарская[1)]	2023 / зима	115,04	ПС 35 кВ ПС № 4	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,02	0	–	0,002	115,17	115,17	115,17	115,17	115,17	115,17
				ПС 35 кВ ПС № 4	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,20	0	–	0,12						
2	ПС 110 кВ Березовая[1)]	2023 / зима	53,00	ПС 110 кВ Березовая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,60	0	–	0,06	54,73	54,73	54,73	54,73	54,73	54,73
				ПС 110 кВ Березовая	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	2,50	0	–	1,50						
3	ПС 110 кВ Бирюса	2023 / зима	20,93	ПС 35 кВ Бирюсинск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,46	0	–	0,05	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07
				ПС 35 кВ Бирюсинск	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,11	0	–	0,07						
				ПС 35 кВ Джогино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,02	0	–	0,002						
				ПС 35 кВ Джогино	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,02	0	–	0,01						
4	ПС 110 кВ Бохан	2023 / зима	16,22	ПС 110 кВ Бохан	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,70	0	–	0,07	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70
				ПС 110 кВ Бохан	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,61	0	–	0,36						
5	ПС 110 кВ Вокзальная	2023 / зима	24,11	–	–	–	–	–	–	–	–	–	24,11	24,11	24,11	24,11	24,11	24,11
6	ПС 110 кВ Жигалово	2023 / зима	13,98	ПС 110 кВ Жигалово	ООО «Строй МЭК»	18.07.2024	3686/24-ВЭС	2026	1,89	0	10	0,95	16,71	16,71	16,71	16,71	16,71	16,71
				ПС 110 кВ Жигалово	Администрации муниципального образования «Жигаловский район»	26.12.2023	8205/23-ВЭС	2026	1,00	0	10	0,70						
				ПС 110 кВ Жигалово	ООО «Компания СпецМонтажПроект»	25.10.2021	5239/21-ВЭС	2026	0,69	0	10	0,14						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 110 кВ Жигалово	ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	28.07.2023	4399/23-ВЭС	2026	0,68	0	0,4	0,14						
				ПС 110 кВ Жигалово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,77	0	–	0,18						
				ПС 110 кВ Жигалово	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,60	0	–	0,36						
7	ПС 110 кВ Зеленый Берег	2023 / зима	49,08	ПС 110 кВ Зеленый Берег	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,14	0	–	0,01	57,49	57,49	57,49	57,49	57,49	57,49
				ПС 110 кВ Зеленый Берег	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	6,68	0	–	4,01						
				ПС 35 кВ Мельничная Падь	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,12	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Мельничная Падь	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	5,90	0	–	3,54						
8	ПС 110 кВ Изумрудная	2021 / зима	50,51	ПС 110 кВ Изумрудная	ООО «СЗ Танар»	26.02.2024	7113/23-ЮЭС	2026	1,12	0	10	0,45	57,49	57,63	57,82	57,82	57,82	57,82
				ПС 110 кВ Изумрудная	МКУ Иркутского районного МО «Служба капитального строительства»	31.03.2023	1515/23-ЮЭС	2026	1,20	0	0,4	0,24						
				ПС 110 кВ Изумрудная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	2,00	0	–	0,20						
				ПС 110 кВ Изумрудная	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	9,48	0	–	5,69						
9	ПС 110 кВ Инкубатор	2023 / зима	21,73	ПС 110 кВ Инкубатор	ООО «Ростпром»	26.08.2022	977/2	2026	1,02	0	10	0,51	22,30	22,30	22,30	22,30	22,30	22,30
10	ПС 110 кВ Карлук[1)]	2023 / зима	33,10	ПС 110 кВ Карлук	ООО «Снабжение»	21.12.2020	4337/20-ВЭС	2026	3,37	0	10	1,69	47,92	47,92	47,92	47,92	47,92	47,92
				ПС 110 кВ Карлук	Физ. лицо	26.03.2024	1281/24-ВЭС	2026	2,57	0	10	1,03						
				ПС 110 кВ Карлук	ДНТ «Янтарь»	08.07.2024	2523/24-ВЭС	2026	1,30	0	0,4	0,52						
				ПС 110 кВ Карлук	ООО «Иркутский резино-перерабатывающий завод»	24.01.2022	5385/21-ВЭС	2026	1,00	0	10	0,80						
				ПС 110 кВ Карлук	СНТ «Баргузин»	30.08.2021	4440/21-ВЭС	2026	0,80	0	10	0,16						
				ПС 110 кВ Карлук	Физ. лицо	16.09.2019	2301/19-ВЭС	2026	0,67	0	10	0,60						
				ПС 110 кВ Карлук	ИП Рогов Игорь Валерьевич	08.04.2021	1186/21-ВЭС	2026	0,67	0	10	0,27						
				ПС 110 кВ Карлук	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	4,33	0	–	0,43						
				ПС 110 кВ Карлук	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	13,07	0	–	7,84						
11	ПС 110 кВ Куйтун	2023 / зима	23,62	ПС 35 кВ Или	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,03	0	–	0,02	23,65	23,65	23,65	23,65	23,65	23,65
				ПС 35 кВ Лермонтово	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,02	0	–	0,01						
12	ПС 110 кВ Летняя	2023 / зима	30,02	ПС 110 кВ Летняя	СНТ «САДКО»	16.01.2025	ИЭС-24/ЮЛ-831	2026	0,99	0	10	0,20	31,68	31,68	31,68	31,68	31,68	31,68
				ПС 110 кВ Летняя	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,53	0	–	0,05						
				ПС 110 кВ Летняя	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	2,08	0	–	1,25						
13	ПС 110 кВ Луговая[1)]	2021 / зима	45,50	ПС 110 кВ Луговая	ООО «Инженерно-Строительная Компания»	24.06.2022	8279/21-ЮЭС	2026	1,14	0	0,4	0,46	49,28	49,28	49,28	49,28	49,28	49,28
				ПС 110 кВ Луговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	3,41	0	–	0,34						
				ПС 110 кВ Луговая	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	4,35	0	–	2,61						
14	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)[1)]	2023 / зима	55,54	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	4,44	0	–	0,44	58,94	58,94	58,94	58,94	58,94	58,94
				ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	4,17	0	–	2,50						
				ПС 35 кВ КПД	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,15	0	–	0,11						
15	ПС 110 кВ Нагорная[1)]	2024 / зима	29,82	ПС 110 кВ Нагорная	АО СЗ «АЗГИ»	16.05.2024	7144/23-ЮЭС	2028	1,30	0	0,4	0,52	29,93	29,93	30,51	30,51	30,51	30,51
				ПС 110 кВ Нагорная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,47	0	–	0,05						
				ПС 35 кВ Партизанская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,52	0	–	0,05						
16	ПС 110 кВ Новая Лисиха[1)]	2023 / зима	29,90	ПС 110 кВ Новая Лисиха	ООО СЗ «Хрустальный Девелопмент»	17.08.2022	2962/22-ВЭС	2026	1,11	0	0,4	0,44	33,89	33,89	33,89	33,89	33,89	33,89
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ООО «ТРЕЙД-СЕРВИС»	06.12.2021	3779/21-ВЭС	2026	1,00	0	10	0,40						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	2,54	0	–	0,25						
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	4,15	0	–	2,49						
17	ПС 110 кВ Новая Уда	2023 / зима	23,25	ПС 110 кВ Новая Уда	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,06	0	–	0,01	23,51	23,51	23,51	23,51	23,51	23,51
				ПС 110 кВ Новая Уда	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,07	0	–	0,04						
				ПС 35 кВ Ижгей	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,02	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Молька	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,07	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Молька	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,08	0	–	0,05						
				ПС 35 кВ Светлолобово	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,01	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Усть-Уда	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,11	0	–	0,07						
				ПС 35 кВ Юголок	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,02	0	–	0,002						
				ПС 35 кВ Юголок	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,08	0	–	0,05						
18	ПС 110 кВ Оёк[1)]	2023 / зима	45,85	ПС 110 кВ Оёк	МО РФ	30.04.2018	21/2ТП/ЗБК-2018	2026	2,04	0	10	0,41	49,97	49,97	49,97	49,97	49,97	49,97
				ПС 110 кВ Оёк	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,16	0	–	0,12						
				ПС 110 кВ Оёк	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	1,33	0	–	0,80						
				ПС 35 кВ Коты	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,05	0	–	0,005						
				ПС 35 кВ Коты	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,23	0	–	0,14						
				ПС 35 кВ Поздняково	Физ. лицо	29.08.2023	4338/23-ВЭС	2026	0,75	0	35	0,60						
				ПС 35 кВ Поздняково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,13	0	–	0,11						
				ПС 35 кВ Поздняково	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	2,56	0	–	1,54						
19	ПС 110 кВ Оса	2023 / зима	41,71	ПС 110 кВ Оса	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,16	0	–	0,12	44,11	44,11	44,11	44,11	44,11	44,11
				ПС 110 кВ Оса	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	2,33	0	–	1,40						
				ПС 35 кВ Казачье	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,03	0	–	0,02						
				ПС 35 кВ Каменка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,12	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Каменка	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,08	0	–	0,05						
				ПС 35 кВ Середкино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,02	0	–	0,002						
				ПС 35 кВ Середкино	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,10	0	–	0,06						
				ПС 35 кВ Тараса	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,14	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Тараса	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,39	0	–	0,23						
				ПС 35 кВ Усть-Алтан	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,84	0	–	0,08						
				ПС 35 кВ Усть-Алтан	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,30	0	–	0,18						
20	ПС 110 кВ Пивзавод[1)]	2023 / зима	93,28	ПС 110 кВ Пивзавод	ООО «Савиновские магнезиты»	02.11.2021	6959/21-ЮЭС	2026	1,00	0	10	0,50	102,47	102,47	102,47	102,47	102,47	102,47
				ПС 110 кВ Пивзавод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,86	0	–	0,19						
				ПС 110 кВ Пивзавод	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	2,45	0	–	1,47						
				ПС 35 кВ Высота	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,03	0	–	0,003						
				ПС 35 кВ Высота	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,67	0	–	0,40						
				ПС 35 кВ Индустриальная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,02	0	–	0,002						
				ПС 35 кВ Индустриальная	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,54	0	–	0,33						
				ПС 35 кВ Марково	ОГКУ «Единый заказчик в сфере строительства Иркутской области»	25.12.2023	ИЭС-23/ЮЛ-604	2026	1,02	0	0,4	0,20						
				ПС 35 кВ Марково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,94	0	–	0,19						
				ПС 35 кВ Марково	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	4,77	0	–	2,86						
				ПС 35 кВ Смоленщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,44	0	–	0,04						
				ПС 35 кВ Смоленщина	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	3,47	0	–	2,08						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
21	ПС 110 кВ Промышленная	2021 / зима	12,85	ПС 110 кВ Промышленная	ООО «Центр поддержки предпринимательства»	26.05.2021	290/21-ЦЭС	2026	7,00	0	6	1,40	14,41	14,41	14,41	14,41	14,41	14,41
				ПС 110 кВ Промышленная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,03	0	–	0,003						
22	ПС 110 кВ Рабочая	2023 / зима	37,70	ПС 110 кВ Рабочая	ООО «Метрополис»	24.03.2025	912/25-ЮЭС	2027	0,81	0	6	0,16	38,18	38,35	38,35	38,35	38,35	38,35
				ПС 110 кВ Рабочая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	4,28	0	–	0,43						
23	ПС 110 кВ Сосновая	2023 / зима	10,31	ПС 110 кВ Сосновая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,38	0	–	0,14	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80
				ПС 110 кВ Сосновая	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,50	0	–	0,30						
24	ПС 110 кВ Стеклозавод	2023 / зима	19,00	ПС 110 кВ Стеклозавод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,15	0	–	0,01	19,02	19,02	19,02	19,02	19,02	19,02
				ПС 110 кВ Стеклозавод	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,01	0	–	0,01						
25	ПС 110 кВ Туристская	2023 / зима	42,02	ПС 110 кВ Туристская	ЗАО «Большереченское»	14.10.2024	ИЭС-24/ЮЛ-59	2026-2029	1,6	0	10	0,80	42,83	43,00	43,17	43,39	43,39	43,39
				ПС 110 кВ Туристская	СНТ «Никулиха»	02.07.2024	2378/24-ВЭС	2026	0,94	0	10	0,19						
				ПС 110 кВ Туристская	ИП Егорова А.О.	22.07.2024	ИЭС-24/ЮЛ-95	2026	0,90	0	10	0,18						
				ПС 110 кВ Туристская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,53	0	–	0,05						
				ПС 110 кВ Туристская	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,02	0	–	0,01						
26	ПС 110 кВ Урик[1)]	2023 / зима	85,28	ПС 110 кВ Урик	МКУ Иркутского районного МО «Служба капитального строительства»	05.07.2024	2677/24-ВЭС	2026	1,52	0	0,4	0,30	94,51	94,51	94,51	94,51	94,51	94,51
				ПС 110 кВ Урик	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	2,89	0	–	0,29						
				ПС 110 кВ Урик	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	10,64	0	–	6,38						
				ПС 35 кВ Лыловщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,59	0	–	0,06						
				ПС 35 кВ Лыловщина	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	2,13	0	–	1,28						
27	ПС 110 кВ Усть-Орда	2023 / зима	45,58	ПС 110 кВ Усть-Орда	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,21	0	–	0,12	46,98	46,98	46,98	46,98	46,98	46,98
				ПС 110 кВ Усть-Орда	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	1,43	0	–	0,86						
				ПС 35 кВ Бозой	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,02	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Гаханы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,29	0	–	0,03						
				ПС 35 кВ Гаханы	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,23	0	–	0,14						
				ПС 35 кВ Харат	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,11	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Харат	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,15	0	–	0,09						
28	ПС 110 кВ Хомутово[1)]	2023 / зима	54,65	ПС 110 кВ Хомутово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	2,83	0	–	0,28	62,03	62,03	62,03	62,03	62,03	62,03
				ПС 110 кВ Хомутово	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	10,59	0	–	6,36						
29	ПС 110 кВ Электрокотельная	2023 / зима	15,72[2)]	ПС 110 кВ Электрокотельная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,69	0	–	0,07	16,69	16,69	16,69	16,69	16,69	16,69
				ПС 110 кВ Электрокотельная	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	1,34	0	–	0,80						
30	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	2026	1,02	0	0,4	0,20	42,46	42,46	42,46	42,46	42,46	42,46
				ПС 35 кВ Марково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,94	0	–	0,19						
				ПС 35 кВ Марково	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	4,77	0	–	2,86						

Примечания

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

2 [2)] Величина максимальной нагрузки за последние 5 лет по данным контрольных замеров приведена для трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Электрокотельная.

ПС 110 кВ Ангарская.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 115,04 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 52,17 %.

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 20,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 95,04 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 25,72 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,13 МВА).

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» для обеспечения возможности дополнительного перевода нагрузки ПС 110 кВ Ангарская на ПС 110 кВ Прибрежная при аварийном режиме планируется строительство КЛ-35 кВ Прибрежная – ПС № 1 цепь № 2 и КЛ-35 кВ Прибрежная – ПС № 7 с возможностью перевода нагрузки в течение 20 минут в объеме 23,26 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 115{,}04 + 0{,}13 + 0 - (20{,}00 + 23{,}26) = 71{,}91 \text{ МВА}.$$

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 43,26 МВА не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ангарская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 95,12 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Ангарская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА).

ПС 110 кВ Березовая.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 53,00 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ 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 3,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,73 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 2,40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 53{,}00 + 1{,}73 + (-2{,}40) - 0 = 52{,}33 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 2,40 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 74,43 % (без ТП превышение до 76,66 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Березовая ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Березовая расчетный объем ГАО составит 22,33 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 52,33 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.

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 Бирюса.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 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 $S_{ддн}$ на величину до 9,02 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 66,98 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-1) при ТНВ -28,3 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,60 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,14 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20{,}93 + 0{,}14 + 0 - 0 = 21{,}07 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Бирюса, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 9,72 % (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 $S_{ддн}$, 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 67,42 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бирюса ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Бирюса расчетный объем ГАО составит 1,87 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 21,07 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 существующего силового трансформатора Т-2 1×16 МВА на 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Бохан.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 16,22 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 35,17 %.

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 1,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,48 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16{,}22 + 0{,}48 + 0 - 0 = 16{,}70 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Бохан, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 39,18 % (без ТП превышение до 35,17 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бохан ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Бохан расчетный объем ГАО составит 4,70 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,70 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 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Вокзальная.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{ддн}$ 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 $S_{\text{ддн}}$, 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 $S_{\text{ддн}}$ 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. 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Жигалово.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{\text{ддн}}$ 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 6,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,73 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) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой существующего силового трансформатора 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Строй МЭК» договор ТП от 18.07.2024 № 3686/24-ВЭС заявленной

мощностью 1,890 МВт предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Жигалово с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 1×6,3 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×16 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13{,}98 + 2{,}73 + 0 - 0 = 16{,}71 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Жигалово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 120,97 % (39,21 %) (без ТП превышение до 84,90 % (16,49 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Жигалово ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Жигалово расчетный объем ГАО составит 4,71МВА (9,15 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,71 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 высокой степени реализации работ по замене трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Жигалово на два трансформатора мощностью 16 МВА каждый, в соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Зеленый Берег.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 49,08 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 57,04 %.

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 12,14 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 36,94 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 18,19 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,83 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,41 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 49{,}08 + 8{,}41 + 0 - 12{,}14 = 45{,}35 \text{ МВА}.$$

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 12,14 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Зеленый Берег, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 45,11 % (без ТП превышение до 18,19 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Зеленый Берег ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Зеленый Берег расчетный объем ГАО составит 14,10 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 45,35 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Изумрудная.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{\text{ддн}}$ 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.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,80 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 48,71 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 62,37 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,31 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 существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 50{,}51 + 7{,}31 + 0 - 1{,}80 = 56{,}02 \text{ МВА}.$$

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 1,80 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, 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 86,73 % (без ТП превышение до 62,37 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Изумрудная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Изумрудная расчетный объем ГАО составит 26,02 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 56,02 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Инкубатор.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 21,73 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 13,20 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,3 °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 1,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,57 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21{,}73 + 0{,}57 + 0 - 0 = 22{,}30 \text{ МВА}.$$

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

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Инкубатор, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 16,15 % (без ТП превышение до 13,20 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Инкубатор ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Инкубатор расчетный объем ГАО составит 3,10 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,30 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА. В качестве замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Инкубатор АО «ИЭСК» планируется рассмотреть применение имеющихся трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, выведенные из эксплуатации после реконструкции ПС 110 кВ Северная.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Карлук.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{ддн}$ 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.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 27,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 14,82 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (физ. лицо договор ТП от 26.03.2024 № 1281/24-ВЭС заявленной мощностью 2,565 МВт, ДНТ «Янтарь» договор ТП от 08.07.2024 № 2523/24-ВЭС заявленной мощностью 1,300 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» в 2026–2027 годы планируется перевод части нагрузки ВЛ 10 кВ Хомутово – Церковь и ВЛ 10 кВ Хомутово – ЖК Куда с ПС 110 кВ Хомутово на ПС 110 кВ Карлук в объеме 11,61 МВА без возможности обратного перевода.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33{,}10 + 14{,}82 + 11{,}61 - 0 = 59{,}53 \text{ МВА}.$$

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 11,61 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 90,49 % (без ТП превышение до 5,92 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Карлук ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Карлук расчетный объем ГАО составит 28,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 59,53 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Куйтун.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 23,62 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 18,11 % (23,03 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -28,3 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250)

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,06 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) составляет 22,56 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 12,81 % (17,51 %).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23{,}62 + 0{,}03 + 0 - 1{,}06 = 22{,}59 \text{ МВА}.$$

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 1,06 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом

коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Куйтун, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 17,66 % (12,96 %) (без ТП превышение до 17,51 % (12,81 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Куйтун ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Куйтун расчетный объем ГАО составит 2,59 МВА (3,39 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,59 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. В качестве замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Куйтун АО «ИЭСК» планируется рассмотреть применение имеющихся трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, выводимых из эксплуатации после реконструкции ПС 110 кВ Изумрудная.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Летняя.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{ддн}$ на величину до 56,33 %.

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 3,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,66 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30{,}02 + 1{,}66 + 0 - 0 = 31{,}68 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Летняя, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 65,00 % (без ТП превышение до 56,33 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Летняя ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Летняя расчетный объем ГАО составит 12,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,68 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Луговая.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{ддн}$ 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 8,90 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,79 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45{,}50 + 3{,}79 + 0 - 0 = 49{,}28 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 64,28 % (без ТП превышение до 51,66 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Луговая ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 19,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 49,28 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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 61,88 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) – 2025 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 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 55,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 85,13 %.

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 9,76 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,40 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 «Графит» договор ТП от 07.12.2023 № 3074/23-ЮЭС заявленной мощностью 0,8062 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой существующих силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Также в соответствии с информацией АО «ИЭСК» планируется строительство КЛ-6 кВ между секциями шин 6 кВ трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3, Т-4 с переводом нагрузки с трансформаторов Т-3, Т-4 в объеме 11,00 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S^{\text{тр}}_{\text{персп}} = 55{,}54 + 3{,}40 + (-11{,}00) - 0 = 47{,}94 \text{ МВА}.$$

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 11,00 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 (Т-4) ПС 110 кВ Мельниково, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-4 (Т-3), на величину до 59,80 % (без ТП превышение до 85,13 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторов Т-3 и Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов (Т-3 или Т-4) на ПС 110 кВ Мельниково расчетный объем ГАО составит 17,94 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 47,94 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Нагорная.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 29,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 99,40 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -11,5 °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 2,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,69 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП АО СЗ «АЗГИ» (договор ТП от 16.05.2024 № 7144/23-ЮЭС заявленной мощностью 1,300 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Нагорная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 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 12,73 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 12,46 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29{,}82 + 0{,}69 + (12{,}73 - 12{,}46) - 0 = 30{,}78 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания и перераспределения мощности с других центров питания в объеме 12,73 МВА, а также перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 12,46 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 2,60 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП АО СЗ «АЗГИ» договор ТП от 16.05.2024 № 7144/23-ЮЭС заявленной мощностью 1,300 МВт согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29{,}82 + 0{,}11 + (12{,}73 - 12{,}46) - 0 = 30{,}20 \text{ МВА}.$$

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 12,73 МВА, а также перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 12,46 МВА, превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Нагорная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 0,67 % (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 0,20 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,20 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) – 2028 год.

ПС 110 кВ Новая Лисиха.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 8,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,99 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 2,40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29{,}90 + 3{,}99 + 2{,}40 - 0 = 36{,}29 \text{ МВА}.$$

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 2,40 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, 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 16,12 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новая Лисиха ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новая Лисиха расчетный объем ГАО составит 5,04 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 36,29 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Новая Уда.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 23,25 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 16,26 %.

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 0,50 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,26 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23{,}25 + 0{,}26 + 0 - 0 = 23{,}51 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Новая Уда, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 17,54 % (без ТП превышение до 16,26 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новая Уда ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новая Уда расчетный объем ГАО составит 3,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,51 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Оёк.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 45,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 46,72 %.

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 9,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,12 МВА).

По информации АО «ИЭСК» после проведения мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Хомутово (замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА) возможен аварийный перевод нагрузки в течение 20 минут в объеме 17,91 МВА с ПС 110 кВ Оёк на ПС 110 кВ Хомутово.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45{,}85 + 4{,}12 + 0 - 17{,}91 = 32{,}06 \text{ МВА}.$$

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 17,91 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Оёк, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 2,60 % (без ТП превышение до 46,72 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Оёк ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Оёк расчетный объем ГАО составит 0,81 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,06 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 Оса.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 41,71 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ 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 10,73 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 30,98 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 3,25 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,49 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,40 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41{,}71 + 2{,}40 + 0 - 10{,}73 = 33{,}38 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 10,73 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 11,25 % (без ТП превышение до 3,25 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Оса ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Оса расчетный объем ГАО составит 3,38 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,38 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 Пивзавод.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{ддн}$ 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 18,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,19 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 93{,}28 + 9{,}19 + 0 - 0 = 102{,}47 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пивзавод, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 104,94 % (без ТП превышение до 86,55 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пивзавод ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пивзавод расчетный объем ГАО составит 52,47 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 102,47 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 160 МВА.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» существующая территория ПС 110 кВ Пивзавод не позволяет предусмотреть установку трансформаторов мощностью 160 МВА взамен существующих, а также установить дополнительный трансформатор мощностью 63 МВА. В частности, отсутствует свободное место под размещение маслоприемников с учетом габаритов предлагаемых к установке трансформаторов, маслосборника, 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.

ПС 35 кВ Марково.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{\text{ддн}}$ 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 7,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,62 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38{,}84 + 3{,}62 + 0 - 0 = 42{,}46 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 112,31 % (без ТП превышение до 94,20 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Марково ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Марково расчетный объем ГАО составит 22,46 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 42,46 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» существующая территория ПС 35 кВ Марково не позволяет увеличить мощность трансформаторов до 63 МВА. В частности, отсутствует свободное место под размещение маслоприемников с учетом габаритов предлагаемых к установке трансформаторов мощностью 63 МВА,

маслосборника, дополнительных секций КРУН-10 кВ. Возможность расширения площадки подстанции отсутствует по причине расположения ПС в застроенной части п. Марково и ограничения автомобильными дорогами с двух сторон.

Сетевая организация в целях разгрузки ПС 35 кВ Марково и ПС 110 кВ Пивзавод предлагает к реализации следующее техническое решение – реконструкцию ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 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 2025–2026 годы в объеме 42,46 МВА.

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 60,01 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 42,46 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 20,01 % (без ТП превышение до 86,55 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пивзавод ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пивзавод расчетный объем ГАО составит 10,01 МВА.

С учетом высокой степени реализации работ по строительству ПС 110 кВ Анисимово с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый, в соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, 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;

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

– строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 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) – 2025 год.

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

ПС 110 кВ Промышленная.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила

12,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 42,83 % от $S_{ддн}$.

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 7,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,56 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12{,}85 + 1{,}56 + 0 - 0 = 14{,}41 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Промышленная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 48,03 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Промышленная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×63 МВА, демонтированные с ПС 110 кВ Ангарская).

ПС 110 кВ Рабочая.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 37,70 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 20,64 %.

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 4,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 33,70 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 7,84 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,65 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 37{,}70 + 0{,}65 + 0 - 4{,}00 = 34{,}35 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,00 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Рабочая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 9,93 % (без ТП превышение до 7,84 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Рабочая ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Рабочая расчетный объем ГАО составит 3,10 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,35 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 Сосновая.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{ддн}$ на величину до 36,42 %.

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 1,87 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,48 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}31 + 0{,}48 + 0 - 0 = 10{,}80 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Сосновая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 42,81 % (без ТП превышение до 36,42 %).

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

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сосновая расчетный объем ГАО составит 3,24 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,80 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Стеклозавод.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 19,00 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 98,96 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -28,3 °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 0,16 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,02 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19{,}00 + 0{,}02 + 0 - 0 = 19{,}02 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Стеклозавод, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 99,08 % от $S_{ддн}$.

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

ПС 110 кВ Туристская.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{ддн}$ на величину до 40,08 %.

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 3,99 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,37 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП СНТ «Никулиха» (договор ТП от 02.07.2024 № 2378/24-ВЭС заявленной мощностью 0,940 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Туристская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 42{,}02 + 1{,}37 + 0 - 0 = 43{,}39 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Туристская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 44,63 % (без ТП превышение до 40,08 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Туристская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Туристская расчетный объем ГАО составит 13,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 43,39 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Урик.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 85,28 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов, без учета ММПС, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ 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.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,24 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (МКУ ИРМО «Служба капитального строительства» договор ТП от 05.07.2024 № 2677/24-ВЭС заявленной мощностью 1,520 МВт, физ. лицо договор ТП от 14.03.2022 № 1186/22-ВЭС заявленной мощностью 1,065 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на трансформаторы большей мощности.

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.

Также по информации АО «ИЭСК» планируется осуществить строительство ВЛ-35 кВ Столбово – Грановщина, ПС 35 кВ Курган, что позволит обеспечить возможность перевода части нагрузки ВЛ 10 кВ Грановщина А в объеме 5,65 МВА и ВЛ 10 кВ Грановщина Б в объеме 5,91 МВА в послеаварийном режиме в течение 20 минут с ПС 110 кВ Урик на ПС 220 кВ Столбово.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 85{,}28 + 9{,}24 + (-7{,}90) - 11{,}56 = 75{,}05 \text{ МВА}.$$

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 11,56 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 50,10 % (без ТП превышение до 70,55 %).

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 25,05 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 75,05 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Усть-Орда.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 45,58 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 ТНВ -29,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 11,70 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 33,88 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 12,92 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,45 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,41 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45{,}58 + 1{,}41 + 0 - 11{,}70 = 35{,}28 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 11,70 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 17,60 % (без ТП превышение до 12,92 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Усть-Орда ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Усть-Орда расчетный объем ГАО составит 5,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,28 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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 Хомутово.

Согласно данным в таблицах 18, 19, 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 $S_{ддн}$ 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 13,69 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 40,96 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 36,55 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,43 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,38 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 существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Кроме того, по информации АО «ИЭСК» в 2026–2027 годы планируется перевод части нагрузки ВЛ 10 кВ Хомутово – Церковь и ВЛ 10 кВ Хомутово – ЖК Куда с ПС 110 кВ Хомутово на ПС 110 кВ Карлук в объеме 11,61 МВА без возможности обратного перевода.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 54{,}65 + 7{,}38 - 11{,}61 - 13{,}69 = 36{,}73 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 13,69 МВА и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 11,61 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 22,44 % без ТП превышение до 36,55 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Хомутово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Хомутово расчетный объем ГАО составит 6,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 36,73 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.

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 Электрокотельная.

В настоящий момент на ПС 110 кВ Электрокотельная установлены два трансформатора Т-1 110/6/6 кВ, Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и

трансформатор Т-3 110/10 кВ мощностью 16 МВА. Вторичные обмотки трансформаторов Т-1 и Т-2 электрически не связаны с трансформатором Т-3, выдача мощности в сети АО «ИЭСК» не осуществляется. Таким образом далее будет рассмотрена загрузка трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Электрокотельная.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 15,72 МВА, что не превышает $S_{ддн}$ и составляет 78,60 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-3 при ТНВ -29,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,32 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 13,40 МВА (67,00 % от $S_{ддн}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,97 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора Т-3 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15{,}72 + 0{,}97 + 0 - 2{,}32 = 14{,}37 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,32 МВА не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Электрокотельная и составляет 71,84 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Электрокотельная с установкой четвертого трансформатора 1×16 МВА).

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

2.2.2.1 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 21 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 22 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 23 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 21 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Еланцы	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	8,63	3,92	5,68	9,98	6,25	0	3,95	2,72	3,40	0	0,36
			Т-2	115/38,5/11	10	3,64	5,49	8,14	7,52	7,53	4,05	1,78	1,04	1,01	4,03	
2	ПС 110 кВ Черноруд	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	3,53	4,66	4,66	5,52	4,34	0	2,72	2,91	2,50	2,26	0
			Т-2	38,5/11	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	ПС 35 кВ Хужир	35/10	Т-1	38,5/11	4	2,11	2,54	2,83	3,41	5,46	0,68	1,33	1,15	0	1,26	0
			Т-2	38,5/11	4	2,41	2,71	2,83	3,46	0	0,61	1,33	0,97	2,51	1,12	

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

№ 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 Еланцы	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1995	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-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	Т-1	SFSZ (ТДТН)-16000/110/35/10	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-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	Т-1	Resiblok-4000/35/10	2005	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	Resiblok-4000/35/10	2005	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

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

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Еланцы	2023 / зима	17,50	ПС 110 кВ Еланцы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,18	0	–	0,02	21,09	21,09	21,09	21,09	21,09	21,09
				ПС 110 кВ Еланцы	ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	0,30	0	–	0,18						
				ПС 35 кВ Хужир	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,51	0	–	0,15						
				ПС 35 кВ Хужир	ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	4,79	0	–	2,87						
2	ПС 110 кВ Черноруд	2023 / зима	5,52	ПС 110 кВ Черноруд	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,55	0	–	0,16	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49
				ПС 110 кВ Черноруд	ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	2,71	0	–	1,62						
3	ПС 35 кВ Хужир	2023 / зима	6,87	ПС 35 кВ Хужир	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,51	0	–	0,15	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23	10,23
				ПС 35 кВ Хужир	ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	4,79	0	–	2,87						

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.

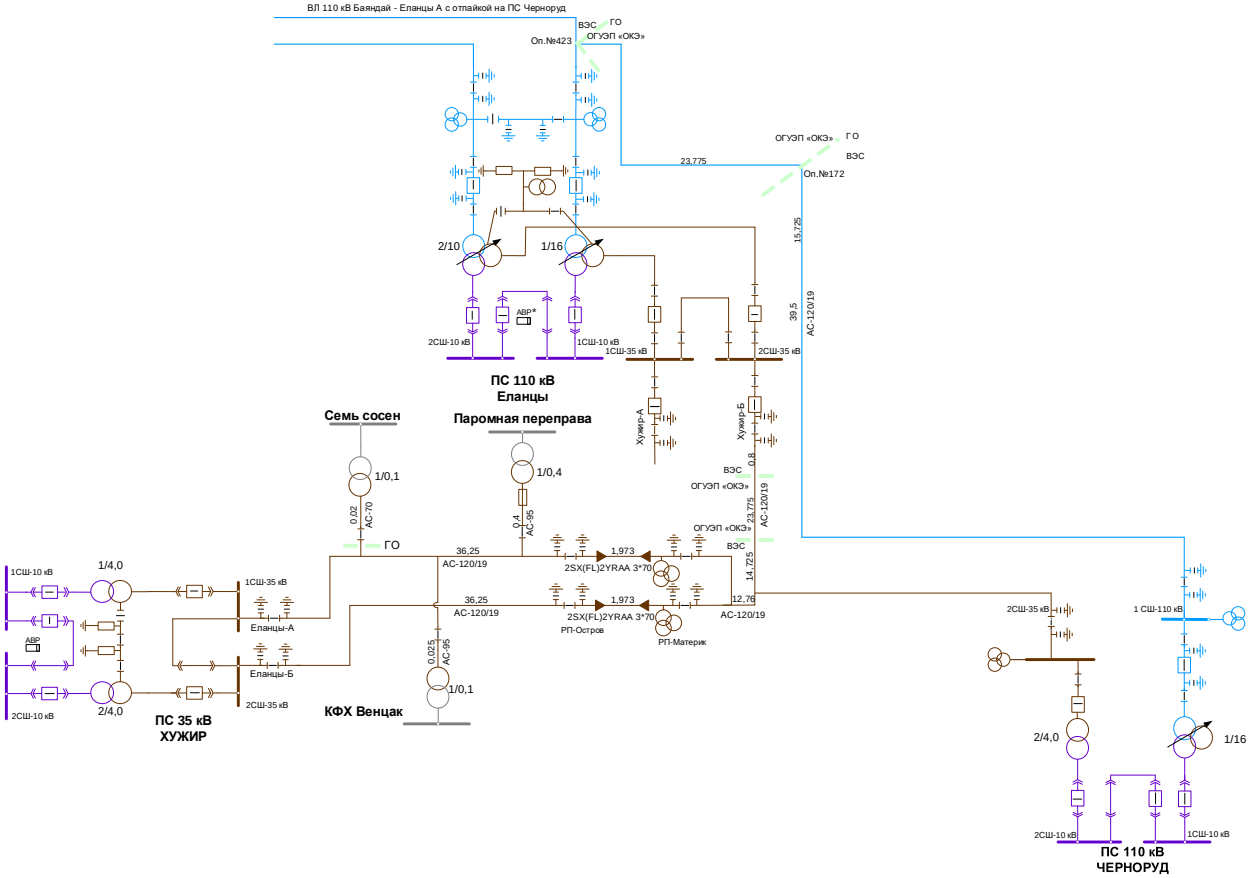


Рисунок 5 – Принципиальная схема сети 110–35 кВ на участке ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд

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 21, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 17,50 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 45,86 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 91,16 % от $S_{ддн}$.

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 0,36 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-2 в ПАР отключения трансформатора Т-1 составляет 17,14 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 42,86 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,78 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,58 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17{,}50 + 3{,}58 + 0 - 0{,}36 = 20{,}73 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,36 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Еланцы, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 72,71 % (7,94 %) (без ТП превышение до 42,86 % (отсутствует)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Еланцы ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Еланцы расчетный объем ГАО составит 8,73 МВА (1,53 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,73 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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 21, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 5,52 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).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 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 4,26 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,98 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5{,}52 + 1{,}98 + 0 - 0 = 7{,}49 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, 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 78,40 % (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 37,46 % 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 3,29 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 7,49 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 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 6,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,36 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 трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

– 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 25 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 17,73 МВА: 5,52 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Черноруд) + 6,87 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) + 1,98 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 110 кВ Черноруд) + 3,36 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 10,49 МВА: 17,50 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Еланцы) + 0,22 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 110 кВ Еланцы) – 6,87 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) – 0,36 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 87,42 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.3, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 936,40 млн руб., по варианту № 2 – 588,47 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 25 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) – 2025 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 24 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 24 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 24 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	АО «ИЭСК»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Ангарская с отпайкой на ПС Промышленная с заменой провода с сечением 185 мм^2 на 300 мм^2 в пролетах опор 7-8, 15-15/4, 15-Ангарская общей протяженностью 1,991 км
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)
3	АО «ИЭСК»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пивзавод – Новоленино 14,007 км (замена провода на большее сечение)
4	АО «ИЭСК»	Ввиду увеличения нагрузки на ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – ГПП-2, при переводе питания с ГПП-2 требуется замена МР-110 ВЛ

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
5	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	Строительство нового центра питания напряжением не менее 110 кВ с одним или двумя силовыми трансформаторами (Жилой массив «Счастье» г. Усолье-Сибирское)
6	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
7	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	Строительство нового питающего центра 110/10 кВ с двумя трансформаторами по 32 МВА каждый в районе п. Бурдаковка
8	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

Увеличение трансформаторной мощности подстанций 220 кВ.

Рассмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанций 220 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 25 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 26 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 27 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 25 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 220 кВ Бытовая	220/10/10	Т-1	230/11/11	63	15,67	26,29	30,80	40,55	35,12	3,82	6,20	9,86	10,30	15,31	0
			Т-2	230/11/11	63	32,24	29,65	35,53	40,14	34,13	9,78	14,13	12,04	16,54	16,88	
2	ПС 220 кВ Киренга	220/110/35	АТ-1	230	63	14,47	17,65	18,37	19,02	15,56	9,73	10,01	0	7,38	8,18	0
				121	63	0,50	1,79	3,50	2,12	2,21	2,45	2,00	0	7,00	7,88	
				38,5	32	13,21	15,37	19,76	19,67	16,70	7,20	8,63	0	0	0	
			АТ-2	230	63	14,49	17,66	18,07	18,90	15,68	9,80	10,09	14,05	8,37	9,01	
				121	63	1,71	2,76	1,64	1,36	2,76	2,27	3,48	2,21	6,27	5,40	
				38,5	32	13,19	15,40	19,79	17,47	17,15	7,18	8,66	0	0	13,36	
3	ПС 220 кВ Левобережная	220/35	Т-1	230/38,5	63	33,94	56,14	46,68	55,91	43,02	16,12	10,80	16,32	26,44	25,40	0
			Т-2	230/38,5	63	22,90	10,51	27,43	31,86	29,37	19,53	21,93	18,58	8,81	14,54	
4	ПС 220 кВ Светлая[1)]	220/35/10	Т-1	230/38,5/11	40	–	36,72	29,24	45,34	37,20	–	0,09	21,04	14,59	22,61	0
			Т-2	230/38,5/11	40	–	37,33	22,35	46,26	34,77	–	18,30	17,64	14,16	0	
5	ПС 220 кВ Столбово	220/35/10	Т-1	230/38,5/11	40	–	14,31	18,23	41,34	35,15	–	1,68	2,91	2,86	6,86	0
			Т-2	230/38,5/11	40	–	16,37	22,93	34,23	31,82	–	1,15	8,31	7,90	7,82	

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

Таблица 26 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ 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	Т-1	ТРДЦН-63000/220/10/10	1988	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-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	АТ-1	АТДЦТН-63000	1986	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		АТ-2	АТДЦТН-63000	1984	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 220 кВ Левобережная	Т-1	ТДН-63000/220/35	2007	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-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	Т-1	SFSZ (ТДТН)-40000/220/35/10	2020	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-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	Т-1	SFSZ (ТДТН)-40000/220/35/10	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	SFSZ (ТДТН)-40000/220/35/10	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 27 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 220 кВ Бытовая	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	91,37	92,37	92,37	92,37	92,37	92,37
				ПС 220 кВ Бытовая	Физ. лицо	11.09.2024	1632/24-ЮЭС	2026	2,00	0	10	1,00						
				ПС 220 кВ Бытовая	МКУ «Управление капитального строительства города Иркутска»	26.07.2023	2397/23-ЮЭС	2026	1,10	0	0,4	0,22						
				ПС 220 кВ Бытовая	ООО «Компромсервис»	02.11.2021	6586/21-ЮЭС	2026	1,00	0	10	0,50						
				ПС 220 кВ Бытовая	ООО «СЗ «Парк Томсона»	26.05.2020	879/20-ЮЭС	2026	0,81	0	10	0,32						
				ПС 220 кВ Бытовая	ТУ для ТП менее 670 кВ			2026	3,78	0	–	0,38						
				ПС 220 кВ Бытовая	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	11,99	0	–	7,20						
2	ПС 220 кВ Киренга (ш. 35 кВ)	2022 / зима[3)]	39,55[3)]	ПС 220 кВ Киренга	ПАО «Газпром»	21.12.2021	290/21-СЭС	2026	4,90	0	10	3,92	49,84	49,84	49,84	49,84	49,84	49,84
				ПС 220 кВ Киренга	ПАО «Газпром»	28.07.2023	65/23-СЭС	2026	3,50	0	10	3,15						
				ПС 220 кВ Киренга	ПАО «Газпром»	09.07.2024	500/24-СЭС	2026	1,54	0	10	1,39						
				ПС 220 кВ Киренга	АО «Ямалтрансстрой»	19.06.2023	43/3ТП/3БК-2023	2026	1,00	0	10	0,80						
3	ПС 220 кВ Левобережная[2)]	2023 / зима	87,77	ПС 35 кВ Военный Городок	ООО «Альянс»	03.08.2023	2101/23-ЮЭС	2026	1,00	0	6	0,50	93,74	93,74	93,74	93,74	93,74	93,74
				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			2026	2,51	0	–	0,25						
				ПС 35 кВ Военный Городок	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	1,67	0	–	1,00						
				ПС 35 кВ Жилкино	ООО «СтройПроектСервис»	17.01.2023	7180/22-ЮЭС	2026	5,00	0	6	2,50						
				ПС 35 кВ Жилкино	Физ. лицо	24.03.2022	1778/22-ЮЭС	2026	1,00	0	6	0,50						
				ПС 35 кВ Жилкино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,29	0	–	0,13						
				ПС 35 кВ Жилкино	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,12	0	–	0,07						
				ПС 35 кВ Фирма Байкал	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,09	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Фирма Байкал	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,38	0	–	0,23						
4	ПС 220 кВ Светлая[2)]	2023 / зима[1)]	91,60	ПС 220 кВ Светлая	ООО «ЛидерСтальБетон»	10.09.2021	5603/21-ЮЭС	2026	4,95	0	10	2,48	110,01	110,01	110,01	110,01	110,01	110,01
				ПС 220 кВ Светлая	ИП Ничков Александр Николаевич	19.11.2021	6635/21-ЮЭС	2026	4,70	0	10	3,29						
				ПС 220 кВ Светлая	Администрация Шелеховского муниципального района	23.08.2024	2068/24-ЮЭС	2026	0,72	0	0,4	0,14						
				ПС 220 кВ Светлая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	2,12	0	–	0,21						
				ПС 220 кВ Светлая	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	1,58	0	–	0,95						
				ПС 35 кВ Баклаши	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,67	0	–	0,07						
				ПС 35 кВ Баклаши	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	5,49	0	–	3,30						
				ПС 35 кВ Введенщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,04	0	–	0,10						
				ПС 35 кВ Введенщина	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	6,01	0	–	3,61						
				ПС 35 кВ Индустриальная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,06	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Индустриальная	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,51	0	–	0,30						
				ПС 35 кВ Смоленщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,62	0	–	0,06						
				ПС 35 кВ Смоленщина	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	3,42	0	–	2,05						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
5	ПС 220 кВ Столбово[2)]	2023 / зима	75,57	ПС 220 кВ Столбово	Физ. лицо	14.03.2022	1186/22-ВЭС	2027	1,07	0	10	0,64	87,49	88,20	88,20	88,20	88,20	88,20
				ПС 220 кВ Столбово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	2,43	0	–	0,24						
				ПС 220 кВ Столбово	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	6,21	0	–	3,73						
				ПС 35 кВ Геологическая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,92	0	–	0,09						
				ПС 35 кВ Геологическая	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	1,45	0	–	0,87						
				ПС 35 кВ Грановщина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	3,41	0	–	0,34						
				ПС 35 кВ Грановщина	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	6,28	0	–	3,77						
				ПС 35 кВ Надежда	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,04	0	–	0,004						
				ПС 35 кВ Надежда	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	0,50	0	–	0,30						
				ПС 35 кВ Пирс	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,02	0	–	0,10						
				ПС 35 кВ Пирс	ТУ для ТП менее 670 кВ (электроотопление)			2026	2,14	0	–	1,28						

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.

3 [3)] Указана величина максимальной нагрузки ПС 220 кВ Киренга за последние 5 лет по данным контрольных замеров для шин 35 кВ.

ПС 220 кВ Бытовая.

Согласно данным в таблицах 25, 26, 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 $S_{ддн}$ 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 22,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 11,68 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 80{,}69 + 11{,}68 + 0 - 0 = 92{,}37 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 22,18 % (без ТП превышение до 6,73 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Бытовая ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Бытовая расчетный объем ГАО составит 16,77 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 92,37 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых 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) – 2025 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 25, 26, 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 $S_{ддн}$ 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 10,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,28 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП ПАО «Газпром» (договор ТП от 09.07.2024 № 500/24-СЭС заявленной мощностью 1,540 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ 1×25 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 39{,}55 + 10{,}28 + 0 - 0 = 49{,}84 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, 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 29,78 % (без ТП превышение до 3,00 %).

Возможность снижения загрузки автотрансформаторного оборудования ПС 220 кВ Киренга ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из автотрансформаторов на ПС 220 кВ Киренга расчетный объем ГАО составит 11,44 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) – 2025 год.

ПС 220 кВ Левобережная.

Согласно данным в таблицах 25, 26, 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 $S_{ддн}$ на величину до 11,45 %.

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 13,99 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,97 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 существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×250 МВА.

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Поток» договор ТП от 20.05.2024 № 2406/24-ЮЭС заявленной мощностью 0,980 МВт, ООО СЗ «Зет Хаус» договор ТП от 13.03.2024 № 928/24-ЮЭС заявленной мощностью 0,9001 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×125 МВА.

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 27,88 МВА с возможностью обратного перевода в ПАР отключения трансформатора на ПС 220 кВ Левобережная в течение 20 минут в объеме 11,14 МВА.

Перспективная нагрузка существующих автотрансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 87{,}77 + 5{,}97 + 27{,}88 - 11{,}14 = 110{,}47 \text{ МВА}.$$

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 11,14 МВА и перераспределения мощности с других центров питания в объеме 27,88 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, 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 40,28 % (без ТП превышение до 11,45 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Левобережная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Левобережная расчетный объем ГАО составит 31,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 110,47 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 силовых 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) – 2025 год.

ПС 220 кВ Светлая.

Согласно данным в таблицах 25, 26, 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 $S_{\text{ддн}}$ 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 31,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 18,41 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 существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на существующих силовых трансформаторов 2×80 МВА.

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ для ТП администрации Шелеховского муниципального района (договор ТП от 23.08.2024 № 2068/24-ЮЭС заявленной мощностью 0,720 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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 – 2025 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 91{,}60 + 18{,}41 - 12{,}60 - 0 = 97{,}41 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 12,60 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, 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 94,82 % (без ТП превышение до 83,20 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Светлая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Светлая расчетный объем ГАО составит 47,41 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 97,41 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×100 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 220 кВ Столбово.

Согласно данным в таблицах 25, 26, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 75,57 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ 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.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 12,63 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) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на трансформаторы большей мощности.

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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 75{,}57 + 12{,}63 + 7{,}90 - 7{,}90 = 88{,}20 \text{ МВА}.$$

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 7,90 МВА и перераспределения мощности с других центров питания в объеме 7,90 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 76,40 % (без ТП превышение до 51,14 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Столбово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Столбово расчетный объем ГАО составит 38,20 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 88,20 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.

С учетом высокой степени реализации работ по замене трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС 220 кВ Столбово на два трансформатора мощностью 80 МВА каждый, в соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, 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) – 2025 год.

Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Зиминская.

На этапе 2026 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки 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 19 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2026 году в объеме до 44 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 установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, ранее установленного на ПС 500 кВ Тулун.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

Энергорайон ПС 220 кВ Черемхово.

На этапе 2026 года 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 (с учетом мероприятия по реконструкции 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), нагрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Черемхово превышает номинальную мощность автотрансформатора на величину до 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2026 году в объеме до 48 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Оса с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, ранее установленных на ПС 220 кВ Черемхово;

– строительство ВЛ 220 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

Район Восточные электрические сети.

На этапе 2026 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Новая Уда – Знаменка, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2026 году в объеме до 4 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с установкой БСК 110 кВ мощностью 23 Мвар.

На этапе 2026 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир (ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками), токовая нагрузка ТТ в ячейках ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир) на ПС 110 кВ Новая Уда превышает ДДТН на величину до 10 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2026 году в объеме до 5 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности;

– реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир с увеличением пропускной способности.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

Энергорайон Заводская – Падунская – БЛПК.

На этапе 2027 года в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Падунская – Гидростроитель I цепь с отпайкой на ПС КПД и ВЛ 110 кВ Падунская – Гидростроитель II цепь с отпайкой на ПС КПД, токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Заводская превышает ДДТН на величину до 21 %, токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Заводская превышает ДДТН на величину до 31 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2027 году в объеме до 43 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый;

– реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода ошиновки ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности;

– реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода ошиновки ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности.

На этапе 2027 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская II (I) цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 26 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2027 году в объеме до 58 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 110 кВ Ангарстрой ориентировочной протяженостью 1,11 км с увеличением пропускной способности;

– реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой выключателя, разъединителей, ВЧЗ, ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности;

– реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой выключателя, ВЧЗ, ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности;

– реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 1 СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности;

– реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 2 СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

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 28.

Таблица 28 – 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 области[1)]

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
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		
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»
Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)		
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	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ ориентировочной протяженностью 11,29 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад ориентировочной протяженностью 14,18 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»
7	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
8	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
9	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
10	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
11	Реконструкция ПС 110 кВ Водопад с заменой провода ошиновки, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»
12	Реконструкция ПС 110 кВ ВРЗ с заменой провода ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
14	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)		
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»
Транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – ПС 220 кВ Ново-Ленино		
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Яковлев»
2	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Яковлев»
Транзит 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово – Слюдянка (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)		
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 6,32827 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 Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
6	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тайшет – Опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)		
1	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Коршуниха – Лена		
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»
Транзит 110 кВ Саянская тяговая – Тайшет		
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/ЭЭС-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.

2.3.2 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. Зима, г. Иркутск, г. Нижнеудинск, г. Саянск, г. Свирск, г. Тулун, г. Усолье-Сибирское, г. Черемхово, г. Шелехов;

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

– территория Забайкальского края, включающая Агинский, Балейский, Борзинский, Дульдургинский, Забайкальский, Карымский, Краснокаменский, Красночикойский, Кыринский, Могойтуйский, Нерчинский, Оловяннинский, 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 – энергорайон юго-восточная часть (далее – ЮВЧ) объединенной энергетической системы (далее – ОЭС) Сибири) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за контролируемым сечением (далее – 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 энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 29. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск».

Баланс мощности сформирован для двух сценариев учета нагрузки крупных центров обработки данных, расположенных в энергорайоне ЮВЧ ОЭС Сибири, связанных с майнингом цифровых валют и подключенных к электрической сети или имеющих договоры на технологическое присоединение. После введения в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений

в некоторые акты Правительства Российской Федерации» ограничений на осуществление указанных видов деятельности, использование соответствующих объемов мощности будет возможно путем перераспределения в пользу иных потребителей, что может потребовать дополнительных решений по строительству объектов генерации.

Таблица 29 – Баланс мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности (с учетом центров обработки данных)	8745	9261	9669	10026	10207	10250
в том числе подключенные к электрической сети или имеющие договора на технологическое присоединение центры обработки данных	572	572	572	572	572	572
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[5)]	438	463	484	502	511	513
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	9528	10069	10498	10873	11063	11108
Максимум потребления мощности с учетом реализации запрета майнинга цифровых валют на территории энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири (далее – с запретом майнинга)[1)]	8173	8689	9097	9454	9635	9678
Стратегический резерв мощности в размере 5 %	409	434	455	473	482	484
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности с запретом майнинга	8927	9468	9897	10272	10462	10507
Располагаемая мощность электростанций	6293	6293	6293	7598[2)]	7598	7598
Аварийность статистическая	1021	1021	1021	1021	1021	1021
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[2), 3)]	5272	5272	5272	6577	6577	6577
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 статистической	-1995	-2536	-2965	-2035	-2225	-2270
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-2400	-2941	-3370	-2440	-2630	-2675
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-1394	-1935	-2364	-1434	-1624	-1669

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-1799	-2340	-2769	-1839	-2029	-2074
Отложенный спрос на мощность[4)]	93,7	137,0	140,4	165,3	0,0	0,0

Примечания

1 [1)] В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

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

3 [3)] 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.

4 [4)] Под отложенным спросом на мощность понимается учтенная в прогнозе потребления мощности мощность перспективных потребителей, осуществление набора нагрузки которыми возможно только при условии реализации всех мероприятий, предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрической сети, в том числе сроки реализации которых наступают после заявленного срока технологического присоединения.

5 [5)] В соответствии с решениями Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р (далее – Генеральная схема) предусмотрены решения по строительству Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных ГЭС учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 1669 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 2074 МВт (объем дефицита мощности актуализирован относительно величины, утвержденной протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.07.2025 № АН-П51-58пр, с учетом прироста потребления до 2031 года и верифицированных планов по технологическому присоединению) в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство 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), установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр;

– 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 часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр.

Перечень предложений и мероприятий, направленных на исключение прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в период до реализации мероприятий по строительству электрических сетей и генерирующих объектов (далее – краткосрочные мероприятия):

– переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Братск – Иркутск» в нормальной схеме;

– разработка планов повышения надежности (далее – ППН) генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в отопительный период (далее – ОЗП);

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Краткосрочным мероприятием может являться введение внутрисуточного ограничения потребления электрической мощности промышленными потребителями в период зимних максимальных нагрузок.

Основные показатели баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 30. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия».

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

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности (с учетом центров обработки данных)	2970	3266	3485	3729	3864	3874
в том числе подключенные к электрической сети или имеющие договора на технологическое присоединение центры обработки данных	85	85	85	85	85	85
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[3)]	148	163	174	186	193	193
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	3463	3774	4004	4260	4402	4412
Максимум потребления мощности с запретом майнинга[1)]	2885	3181	3400	3644	3779	3789
Стратегический резерв мощности в размере 5 %	144	159	170	182	189	189
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности с запретом майнинга	3374	3685	3915	4171	4313	4323
Располагаемая мощность электростанций	2906	2906	2906	3521	3521	3521
Аварийность статистическая	850	850	850	850	850	850
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[2)]	2056	2056	2056	2671	2671	2671
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 статистической	-693	-1004	-1234	-875	-1017	-1027
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-1048	-1359	-1589	-1230	-1372	-1382
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-604	-915	-1145	-786	-928	-938
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-959	-1270	-1500	-1141	-1283	-1293
Отложенный спрос на мощность	92,6	132,7	132,8	157,7	0,0	0,0

Примечания

1 [1)] В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской

Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

2 [2)] 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).

3 [3)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрены решения по строительству Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных проектов учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия составит 938 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 1293 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр;

– строительство двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Основные показатели баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 31. При оценке потребности в дополнительной мощности

учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита».

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

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1595	1829	2005	2096	2101	2107
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	80	91	100	105	105	105
Потребность в мощности	1675	1920	2105	2201	2206	2212
Располагаемая мощность электростанций	1481	1481	1481	1941	1941	1941
Аварийность статистическая	385	385	385	385	385	385
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической [1)]	1096	1096	1096	1556	1556	1556
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 статистической	-173	-418	-603	-239	-244	-250
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-305	-550	-735	-371	-376	-382
Отложенный спрос на мощность	71,2	111,2	111,2	132,0	0,0	0,0

Примечания

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

2 [2)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрены решения по сооружению Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных проектов учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южной части энергосистемы Забайкальского края составит 250 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 382 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с

протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр;

– строительство двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Предусмотренные к реализации мероприятия обеспечивают текущие планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период и возможность опережающего развития рассматриваемого региона, роста валового регионального продукта и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону, с учетом действующего временного запрета на майнинг цифровой валюты на территории ЮВЧ ОЭС Сибири.

Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации.

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 2026–2031 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	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	588,0	413,0	220	2027	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
2	ООО «Полюс Сухой Лог»	ООО «Полюс Сухой Лог»	0,0	229,0	220	2025 2028	ПС 220 кВ Витим
3	ООО «Иркутская нефтяная компания» ПС 500 кВ Литиевая	ООО «Иркутская нефтяная компания»	0,0	220,0	500	2028 2029	ПС 500 кВ Усть-Кут Усть-Илимская ГЭС
4	Центр обработки данных	ООО «Клауд Солюшенс»	0,0	154,0	220	2025 с поэтапным набором мощности до 2028	Усть-Илимская ГЭС ПС 220 кВ Сибирская
5	Центр обработки данных	ООО «Сибмайн И»	0,0	110,0	500	2025	Братский ПП 500 кВ

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
6	ООО «ГринФилд»	ООО «ГринФилд»	0,0	90,0	220	2027	Братская ГЭС ПС 220 кВ Заводская
7	Добыча сырой нефти	ООО «Иркутская нефтяная компания»	0,0	64,5	220	2025	ПС 220 кВ Рассолы
Более 10 МВт							
8	Центр обработки данных	ООО «Сибмайн И»	0,0	49,0	6	2025	ПС 220 кВ № 6
9	Добыча драгоценных металлов	ООО «Полюс Сухой Лог»	0,0	48,0	220	2026	ПС 220 кВ Сухой Лог
10	Лесозаготовки, обработка древесины	ИП Полторанос А.П.	0,0	38,0	110	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	Иркутская ТЭЦ-9 ПС 220 кВ УП-15
11	Производственный комплекс с объектами основного и вспомогательного оборудования	ЗАО «СЭМЗ»	0,0	37,0	110	2025	ПС 220 кВ Заводская
12	Добыча руд и песков драгоценных металлов	АО «Тонода»	0,0	32,0	220	2026	ПС 220 кВ Сухой Лог ПС 220 кВ Пеледуй
13	Добыча руд и песков драгоценных металлов	АО «Тонода»	0,0	25,0	220	2028	ПС 220 кВ Тонода
14	Тепличный комплекс	ООО ТК «Саянский»	0,0	21,9	110	2026	Ново-Зиминская ТЭЦ
15	Горно-обогатительный комбинат	ООО «СГРК»	0,5	19,5	6	2028	ПС 110 кВ ГОК Светловский
16	АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	0,3	15,5	35	2025	ПС 220 кВ БЦБК
17	Горно-обогатительный комбинат	ООО «Красный»	0,0	15,0	110	2025	ПС 110 кВ Артемовская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
18	УКПГ-45 Ковыктинского газоконденсатного месторождения	ПАО «Газпром»	0,0	14,0	110	2025 2026	ПС 220 кВ Ковыкта
19	ООО «МФЦ Капитал»	ООО «МФЦ Капитал»	0,0	11,2	10	2025	ПС 110 кВ Еловка
20	Хранение и переработка зерна	СППК «Белоярыня»	0,4	10,0	10	2025	ПС 110 кВ Кузнецовка
21	Металлургическое производство	ООО «Друза»	10,3	10,0	110	2025	ПС 110 кВ Невский
Инвестиционные проекты по информации от исполнительных органов субъектов РФ							
22	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	110,0	Не определено	2029	Не определен

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 33.

Таблица 33 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	72948	70486	76596	80123	82808	85623	86712
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-2462	6110	3527	2685	2815	1089
Годовой темп прироста, %	–	-3,38	8,67	4,60	3,35	3,40	1,27

Потребление электрической энергии по энергосистеме Иркутской области прогнозируется на уровне 86712 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,73 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 6610 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 8,67 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 2462 млн кВт·ч или 3,38 %.

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, в главной степени в сфере добычи полезных ископаемых;

– увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;

– запуском центров обработки данных.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области на период 2026–2031 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	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	10343	10543	11324	11990	12271	12328	12383
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	200	781	666	281	57	55
Годовой темп прироста, %	–	1,93	7,41	5,88	2,34	0,46	0,45
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7053	6686	6764	6682	6748	6945	7003

Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области к 2031 году прогнозируется на уровне 12383 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 781 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 7,41 %, что обусловлено реализацией проекта развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» и вводом промышленных потребителей, наименьший годовой прирост мощности прогнозируется в 2031 году и составит 55 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,45 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области в прогнозный период уплотняется, по сравнению с отчетным периодом. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 7003 ч/год.

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

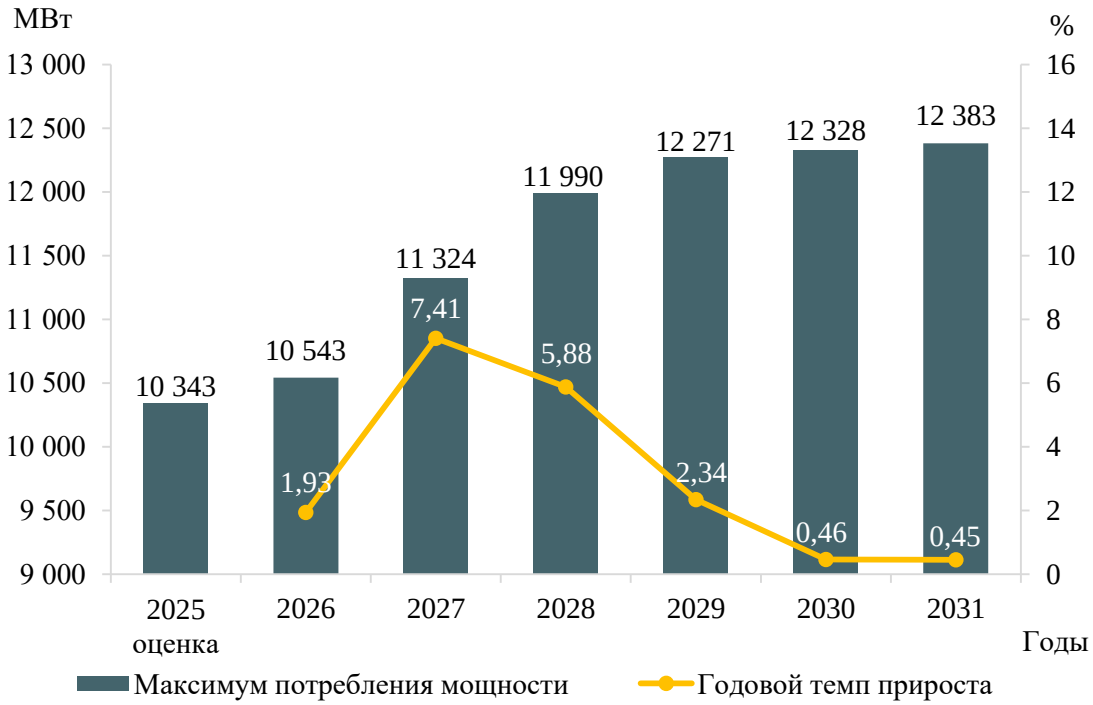


Рисунок 7 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2025 году ожидаются в объеме 179 МВт. В период 2026–2031 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 690 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Иркутской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 35.

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

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026–2031 гг.
Всего	179	–	–	460	230	–	–	690
ТЭС	179	–	–	460	230	–	–	690

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Иркутской области в период 2026–2031 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 12,3 МВт на ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области в 2031 году составит 14026,2 МВт. К 2031 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	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	13323,9	13323,9	13330,0	13796,2	14026,2	14026,2	14026,2
ГЭС	9187,2	9187,2	9193,3	9199,5	9199,5	9199,5	9199,5
ТЭС	4136,7	4136,7	4136,7	4596,7	4826,7	4826,7	4826,7

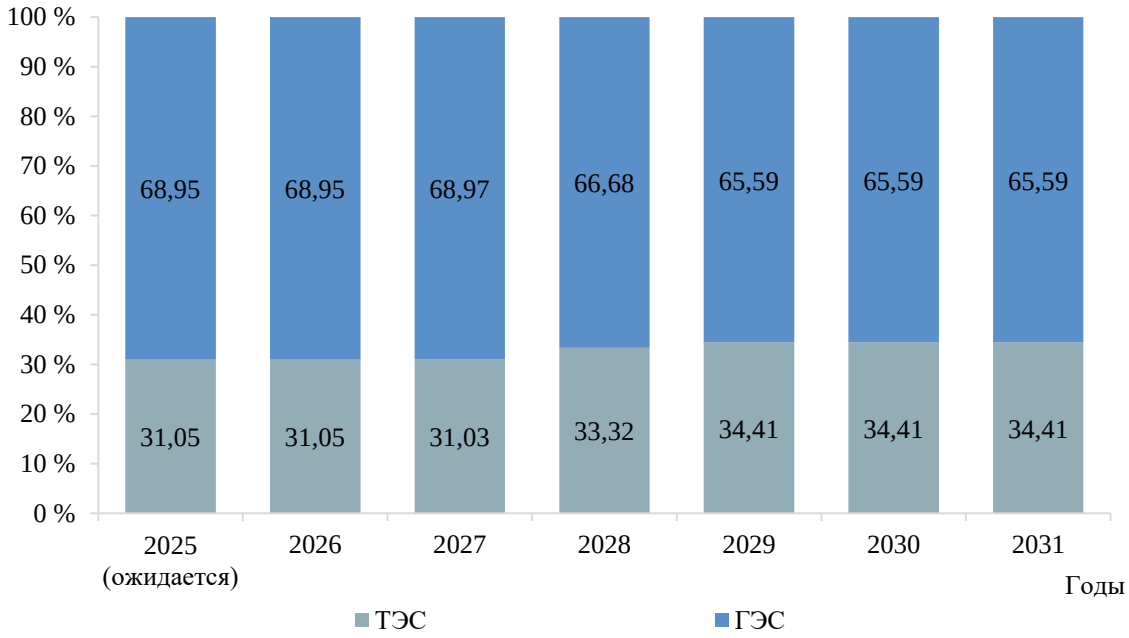


Рисунок 8 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области

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 2025–2031 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
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 Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	60,078	–	–	–	–	–	–	60,078	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	64,91	–	–	–	–	–	–	64,91	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
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»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	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	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
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	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, ранее установленных на ПС 220 кВ Черемхово	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
12	Строительство ВЛ 220 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км	АО «ИЭСК»	220	км	87	–	–	–	–	–	–	87	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	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
14	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
15	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
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
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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
23	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	АО «ИЭСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	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»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 6,32827 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	6,32827	–	–	–	–	–	–	6,32827	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 ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	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»
27	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
28	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»
29	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»
30	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителей ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
31	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
32	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»
33	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
34	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
35	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
36	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
37	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной I	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
38	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной II	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
39	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 АТ-2	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
40	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
41	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
42	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь с отпайками	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
43	Создание на Иркутской ТЭЦ-11 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта; – АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
44	Создание на ПС 220 кВ УП-15 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II цепь	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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»	АО «ОЭЗ «Байкальская гавань»	–	22,5
														ОАО «РЖД»	27,367	10,1464
2	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»	АО «ОЭЗ «Байкальская гавань»	–	22,5
		ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х		ОАО «РЖД»	27,367	10,1464
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	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»	АО «ОЭЗ «Байкальская гавань»	–	22,5
														ОАО «РЖД»	27,367	10,1464
4	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
5	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
6	Строительство ПС 500 кВ Литиевая с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) каждый и четырьмя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	ООО «ИНК»	500	МВА	–	6×167	–	–	–	–	–	1002	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	220
		ООО «ИНК»	220	МВА	–	4×160	–	–	–	–	–	640				
7	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
8	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	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
15	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
		АО «ИЭСК»	220	Мвар	–	–	–	2×100	–	–	–	200				
16	Строительство ПС 220 кВ Чертово Корыто 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
17	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 на ПС 220 кВ Чертово Корыто ориентировочной протяженностью 6,158 км каждый	АО «Тонода»	220	км	–	–	2×6,158	–	–	–	–	12,316	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тонода»	АО «Тонода»	–	32

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
18	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»	–	22,59
		ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40		ОАО «РЖД»	16,317	15,810
19	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
20	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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
21	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 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БАЙКАЛ.ЦЕНТР», 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»	ООО «БАЙКАЛ. ЦЕНТР»	12,24	20
														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
22	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
23	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	АО «ГринФилд»	220	км	6	–	–	–	–	–	–	6	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГринФилд»	АО «ГринФилд»	–	90
24	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 2 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 2 км	АО «ГринФилд»	220	км	2	–	–	–	–	–	–	2	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГринФилд»	АО «ГринФилд»	–	90

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
25	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	–	–	–	–	–	–	1	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГринФилд»	АО «ГринФилд»	–	90
26	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	ООО «Полюс Сухой Лог»	220	МВА	2×160 2×100	–	–	–	–	–	–	520	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полюс Сухой Лог»	ООО «Полюс Сухой Лог»	–	229
27	Строительство двух ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим ориентировочной протяженностью 4,2 км каждая	ООО «Полюс Сухой Лог»	220	км	2×4,2	–	–	–	–	–	–	8,4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полюс Сухой Лог»	ООО «Полюс Сухой Лог»	–	229
28	Строительство РУ 220 кВ Новоленской ТЭС[1)]	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
29	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[1)]	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	4×16	–	–	–	64	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
30	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС – Пеледуй ориентировочной протяженностью 235 км[1)]	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×235	–	–	–	470	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
31	Строительство третьей ВЛ 220 кВ думаю да – Сухой Лог ориентировочной протяженностью 262 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	262	–	–	–	262	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
32	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[1)]	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
33	Строительство захода ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог на 3 С 220 ПС 220 кВ Пеледуй ориентировочной протяженностью 0,9 км[1)]	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	0,9	–	–	–	0,9	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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
34	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 – Электрогенера-ция»	–	555
		ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	–	2×100	–	–	–	200				
35	Строительство ПС 220 кВ Светланка с одним трансформатором 220 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Полюс Сухой Лог»	220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полюс Сухой Лог»	ООО «Полюс Сухой Лог»	–	48
36	Строительство ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Светланка	ООО «Полюс Сухой Лог»	220	км	–	x	–	–	–	–	–	x	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полюс Сухой Лог»	ООО «Полюс Сухой Лог»	–	48
37	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 СЗ «АЗГИ», ООО СЗ «ФСК Флагман», физ. лиц, СНТ «Никулиха» и т. д.	АО СЗ «АЗГИ»	–	4,880
														АО СЗ «АЗГИ»	–	4,050
														Физ. лицо	–	1,248
														ООО СЗ «ФСК Флагман»	–	1,200
														Физ. лицо	0,900	1,000
														СНТ «Никулиха»	0,320	0,940
														ООО «СЗ «Флагман»	–	0,900
38	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 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 потребителя физ. лица	Физ. лицо	–	2,000
39	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	1,540

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
40	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 «Поток», ООО СЗ «Зет Хаус»	Физ. лицо	–	1,000
														ООО «Поток»	–	0,980
														Физ. лицо	0,070	0,930
														ООО СЗ «Зет Хаус»	0,3994	0,9001
41	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
														ОГКУ «Единый заказчик в сфере строительства Иркутской области»	–	1,450
														ОАО «РЖД»	–	1,000
														ООО «Родина коллекшн»	–	0,870
														Физ. лицо	0,500	0,750
														ООО СЗ «СТАНДАРТ»	1,190	–
42	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 потребителей ООО «Инженерно-Строительная Компания», администрации Шелеховского муниципального района	ООО «Инженерно-Строительная Компания»	–	1,143
														Администрация Шелеховского муниципального района	–	0,720

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
43	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. лица	Физ. лицо	–	1,065
44	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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	690
														ОАО «РЖД»	2,379	1,000
45	Реконструкция ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 и ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 2 с отпайками с перефиксацией отпайки на Иркутскую ТЭЦ-11 с ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 2 с отпайками на ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 с образованием ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Иркутская № 1 протяженностью 56,8 км, ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово № 1 протяженностью 51,9 км, ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово с отпайкой на ПС Электрокотельная ТЭЦ-11 протяженностью 98,7 км	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	–	x	–	–	–	x	Обеспечение выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	690
46	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Вокзальная ориентировочной протяженностью 8,21 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	–	8,21	–	–	–	8,21	Обеспечение выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	690
47	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Усолье-Сибирское ориентировочной протяженностью 7,292 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	–	7,292	–	–	–	7,292	Обеспечение выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	690

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
48	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово с отпайкой на ПС Электрокотельная ТЭЦ-11 на Иркутскую ТЭЦ-11 ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	АО «ИЭСК»	220	км	–	–	–	2×2,4	–	–	–	4,8	Обеспечение выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	690
49	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
50	Строительство ВЛ 110 кВ Артемовская – Красный	ООО «Красный»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красный»	ООО «Красный»	–	15
51	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
52	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК Светловский ориентировочной протяженностью 61 км	ООО «СГРК»	110	км	61	–	–	–	–	–	–	61	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СГРК»	ООО «СГРК»	–	20
53	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
54	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО ТК «Саянский»	ООО ТК «Саянский»	–	21,887
55	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
56	Строительство отпаек 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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС МО РФ»	ФКП «УЗКС МО РФ»	–	9
57	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
58	Строительство отпаек от отпаек 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	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СЭМЗ»	АО «СЭМЗ»	–	37
59	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
60	Строительство отпаек 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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС МО РФ»	ФКП «УЗКС МО РФ»	–	8,2553

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
61	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
62	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-45 ориентировочной протяженностью 15,5 км	ПАО «Газпром»	110	км	–	2×15,5	–	–	–	–	–	31	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	14
63	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
64	Строительство отпаек 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
65	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Полторанос А.П.	ИП Полторанос А.П.	–	38
66	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Полторанос А.П.	ИП Полторанос А.П.	–	38
67	Установка на ПС 110 кВ Синергия СКРМ мощностью 80 Мвар	ИП Полторанос А.П.	110	Мвар	1×80	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Полторанос А.П.	ИП Полторанос А.П.	–	38
68	Реконструкция ПС 110 кВ Артемовская с заменой трансформатора Т-2 110 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 16 МВА	АО «Витим-энерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «ГПП «Реткон»	ЗАО «ГПП «Реткон»	0,150	3,949
69	Реконструкция ПС 110 кВ Глазково с заменой трансформаторов Т-1 110 кВ и Т-2 110 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО СЗ «КСИ-Строй»	ООО СЗ «КСИ-Строй»	–	1,597
														ООО СЗ «СОЮЗ»	–	1,140

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
70	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	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 «Строй МЭК», администрация муниципального образования «Жигаловский район», ООО «Компания СМП», ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	ООО «Строй МЭК»	1,280	1,890
														Администрация муниципальн-ого образования «Жигаловский район»	–	1,000
														ООО «Компания СМП»	0,06	0,69
														ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	–	0,682
		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 ООО «Строй МЭК»	ООО «Строй МЭК»	1,280	1,890
71	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
72	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 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 физ. лица, ДНТ «Янтарь»	Физ. лицо	–	2,565
														ДНТ «Янтарь»	–	1,300
73	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 «Графит»	ООО «Атлант»	–	3,000
														ООО СЗ «Графит»		0,8062
74	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	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «АЗГИ»	АО СЗ «АЗГИ»	–	1,300
75	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 «Витим-энерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Друза»	ООО «Друза»	10,322	10
76	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
77	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 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 СНТ «Никулиха»	СНТ «Никулиха»	0,320	0,940
78	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 потребителей МКУ ИРМО «Служба капитального строительства», физ. лица	МКУ ИРМО «Служба капитального строительства»	–	1,520
														Физ. лицо	–	1,065
79	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. лиц	Физ. лицо	–	1,065
														Физ. лицо	0,500	0,750
80	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Столбово – Оёк	АО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лица	Физ. лицо	–	1,065
81	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. лица	Физ. лицо	–	1,065
82	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. лица, ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	Физ. лицо	–	1,065
														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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
83	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, МКУ ИРМО «Служба капитального строительства», ДНТ «Янтарь», ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	Физ. лицо	–	2,565
														МКУ ИРМО «Служба капитального строительства»	–	1,520
														ДНТ «Янтарь»	–	1,300
														Физ. лицо	–	1,065
														Физ. лицо	0,500	0,750
														ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	–	0,682
84	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 МКУ ИРМО «Служба капитального строительства», физ. лиц, ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	МКУ ИРМО «Служба капитального строительства»	–	1,520
														Физ. лицо	–	1,065
														Физ. лицо	0,500	0,750
														ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»	–	0,682
85	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Никольск ориентировочной протяженностью 31,97 км каждая с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	2×31,97	–	–	–	–	–	–	63,94	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ ИРМО «Служба капитального строительства»	МКУ ИРМО «Служба капитального строительства»	–	1,520
86	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
87	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
88	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
89	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
90	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Яковлев»	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 ПАО «Яковлев», ОАО «РЖД»	ПАО «Яковлев»	49	28,8
														ОАО «РЖД»	36,2	17,74

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
91	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Яковлев»	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 ПАО «Яковлев», ОАО «РЖД»	ПАО «Яковлев»	49	28,8
														ОАО «РЖД»	36,2	17,74
92	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
93	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
94	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
95	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
96	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»	–	–
97	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,394	7,37
														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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
98	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
99	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
100	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
101	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
102	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
103	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
104	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 6,32827 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	6,32827	–	–	–	–	–	–	6,32827	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», ООО «Мотское-9», ООО «Иркутская нерудная компания»	ОАО «РЖД»	108,12	40,397
														ООО «Капитал»	–	5,000
														ОАО «РЖД»	36,200	3,620
														ООО «Мотское-9»	–	2,000
														ООО «Иркутская нерудная компания»	–	0,630
105	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	60,078	–	–	–	–	–	–	60,078	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,394	7,370
														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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
106	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	64,91	–	–	–	–	–	–	64,91	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,394	7,370
														ОАО «РЖД»	28,126	4
107	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск –ВРЗ ориентировочной протяженностью 11,29 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	11,29	–	–	–	–	11,29	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»	20,394	7,370
														ОАО «РЖД»	28,126	4
108	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад ориентировочной протяженностью 14,18 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	14,18	–	–	–	–	14,18	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»	20,394	7,370
														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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
109	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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»	20,394	7,370
														ОАО «РЖД»	28,126	4
110	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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»	20,394	7,370
														ОАО «РЖД»	28,126	4
111	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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»	20,394	7,370
														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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
112	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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»	20,394	7,370
														ОАО «РЖД»	28,126	4
113	Реконструкция ПС 110 кВ Водопад с заменой провода ошиновки, ТТ ячейки СВ-110 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»	20,394	7,370
														ОАО «РЖД»	28,126	4
114	Реконструкция ПС 110 кВ ВРЗ с заменой провода ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ ячейки СВ-110 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»	20,394	7,370
														ОАО «РЖД»	28,126	4
115	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ 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»	20,394	7,370
														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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
116	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад 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»	20,394	7,370
														ОАО «РЖД»	28,126	4

Примечание – [1)] 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»
2	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»
		ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	
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	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»
4	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, ранее установленного на ПС 500 кВ Тулун	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	1×125	–	–	–	–	–	125	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, ранее установленных на ПС 220 кВ Черемхово	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
6	Строительство ВЛ 220 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км	АО «ИЭСК»	220	км	87	–	–	–	–	–	–	87	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
7	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с установкой БСК 110 кВ мощностью 23 Мвар	АО «ИЭСК»	110	Мвар	–	1×23	–	–	–	–	–	23	Исключение прогнозируемых 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
10	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 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
12	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 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
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 110 кВ Ангарстрой ориентировочной протяженостью 1,11 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1,11	–	–	–	–	2,22	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой выключателя, разъединителей, ВЧЗ, ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой выключателя, ВЧЗ, ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 1 СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 2 СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	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	
19	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»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
20	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»
21	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лица
22	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»
23	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 «Поток», ООО СЗ «Зет Хаус»
24	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 потребителей ООО «Инженерно-Строительная Компания», администрации Шелеховского муниципального района
25	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. лица

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
26	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»
27	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»
28	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»
29	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»
30	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Яковлев»	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 ПАО «Яковлев», ОАО «РЖД»
31	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Яковлев»	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 ПАО «Яковлев», ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
32	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»
33	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»
34	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»
35	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»
36	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»
37	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. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
38	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»
39	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 6,32827 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	6,32827	–	–	–	–	–	–	6,32827	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», ООО «Мотское-9», ООО «Иркутская нерудная компания»
40	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	60,078	–	–	–	–	–	–	60,078	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
41	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	64,91	–	–	–	–	–	–	64,91	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
42	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ ориентировочной протяженностью 11,29 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	11,29	–	–	–	–	11,29	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»
43	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад ориентировочной протяженностью 14,18 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	14,18	–	–	–	–	14,18	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»
44	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
45	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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»
46	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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»
47	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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»
48	Реконструкция ПС 110 кВ Водопад с заменой провода ошиновки, ТТ ячейки СВ-110 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»
49	Реконструкция ПС 110 кВ ВРЗ с заменой провода ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ ячейки СВ-110 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»
50	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
51	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад 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»

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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
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 Бохан с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	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
5	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	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 «Строй МЭК», администрация муниципального образования «Жигаловский район», ООО «Компания СМП», ООО «АНВА Прогресс-Мурманск»
		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 ООО «Строй МЭК»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
6	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленый Берег 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
7	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»
8	Реконструкция ПС 110 кВ Инкубатор 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, ранее установленные на ПС 110 кВ Северная	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
9	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	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 физ. лица, ДНТ «Янтарь»
10	Реконструкция ПС 110 кВ Куйтун с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Изумрудная	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
11	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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
12	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
13	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 «Графит»
14	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	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «АЗГИ»
15	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
16	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
17	Реконструкция ПС 110 кВ Оёк 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
18	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
19	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
20	Реконструкция ПС 110 кВ Рабочая с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 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
21	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
22	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя СНТ «Никулиха»
23	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 потребителей МКУ ИРМО «Служба капитального строительства», физ. лица
24	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
25	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. лиц
26	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 25 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	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
27	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
28	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
29	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 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 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 [4].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2025 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

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

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

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

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

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

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2025 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [6], п. 381, (таблица 41).

Таблица 41 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2023	2024	2025
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	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.04.2025	–	108,1	107,8

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для транзита 110 кВ Тайшет – Тулун

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

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2049 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

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

– воздушные линии электропередачи – 0,8 %;

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

Таблица 42 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для транзита 110 кВ Тайшет – Тулун

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 (строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск)									
Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск	110	1×1×68	АС-185/29	–	–	–	–	–	1963,83
Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск	–	–	–	110	–	1	–	–	92,45
Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск	–	–	–	110	–	1	–	–	92,45
Итого по варианту № 1									2148,73
Вариант № 2 (реконструкция транзита 110 кВ на участке от ПС 110 кВ Замзор до ПС 110 кВ Нижнеудинск)									
Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук	110	1×1×60,078	АСПТ-185/29	–	–	–	–	–	285,73
Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук	110	1×1×64,91	АСПТ-185/29	–	–	–	–	–	306,54
Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ	110	1×1×11,29	АСПТ-185/29	–	–	–	–	–	54,02
Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад	110	1×1×14,18	АСПТ-185/29	–	–	–	–	–	66,47
Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук	–	–	–	110	–	–	–	–	28,31
Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук	–	–	–	110	–	–	–	–	28,31
Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук	–	–	–	110	–	1	–	–	14,56
Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук	–	–	–	110	–	1	–	–	14,56
Реконструкция ПС 110 кВ Водопад с заменой провода ошиновки, ТТ ячейки СВ-110	–	–	–	110	–	–	–	–	16,81
Реконструкция ПС 110 кВ ВРЗ с заменой провода ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ ячейки СВ-110	–	–	–	110	–	1	–	–	44,69
Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ	–	–	–	110	–	–	–	–	2,00
Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад	–	–	–	110	–	–	–	–	2,00
Итого по варианту № 2									864,00

Таблица 43 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	2148,73	864,00
То же в процентах	*249 %*	*100 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	513,27	264,58
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	2115,06	788,98
То же в процентах	*268 %*	*100 %*

Таблица 44 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей для транзита 110 кВ Тайшет – Тулун в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Всего капитальных затрат, млн руб.	*2148,73*	490,96	552,59	552,59	552,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	1963,83	490,96	490,96	490,96	490,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	184,90	0,00	61,63	61,63	61,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*513,27*	0,00	0,00	0,00	0,00	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66
в том числе:	–																								
ВЛ	314,21	0,00	0,00	0,00	0,00	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	199,05	0,00	0,00	0,00	0,00	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*2662,00*	490,96	552,59	552,59	552,59	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66
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	0,17
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*2115,06*	490,96	511,66	473,76	438,66	18,86	17,47	16,17	14,97	13,87	12,84	11,89	11,01	10,19	9,44	8,74	8,09	7,49	6,94	6,42	5,95	5,51	5,10	4,72	4,37

Таблица 45 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей для транзита 110 кВ Тайшет – Тулун в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Всего капитальных затрат, млн руб.	*864,00*	0,00	0,00	0,00	864,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	712,76	0,00	0,00	0,00	712,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	151,24	0,00	0,00	0,00	151,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*264,58*	0,00	0,00	0,00	0,00	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23
в том числе:	–																								
ВЛ	106,92	0,00	0,00	0,00	0,00	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	157,66	0,00	0,00	0,00	0,00	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1128,58*	0,00	0,00	0,00	864,00	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23
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	0,17
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*788,98*	0,00	0,00	0,00	685,87	9,72	9,00	8,34	7,72	7,15	6,62	6,13	5,67	5,25	4,86	4,50	4,17	3,86	3,58	3,31	3,07	2,84	2,63	2,43	2,25

Как видно из таблицы 43, наиболее экономичным вариантом развития сетей для транзита 110 кВ Тайшет – Тулун 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.

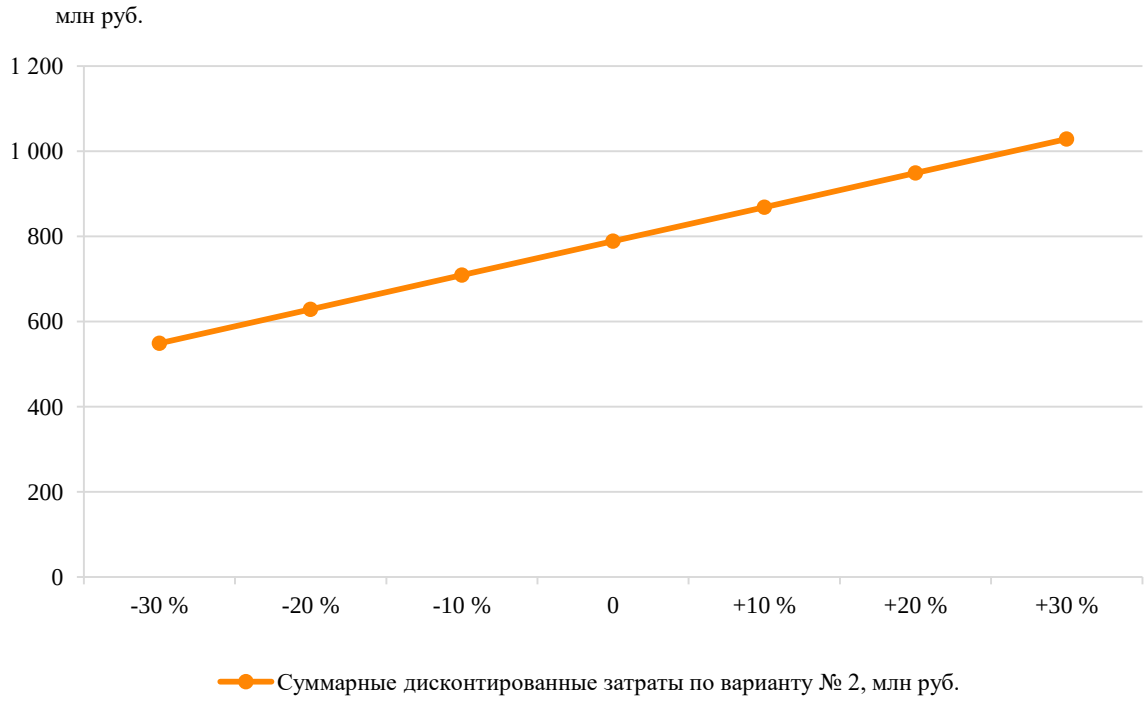
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

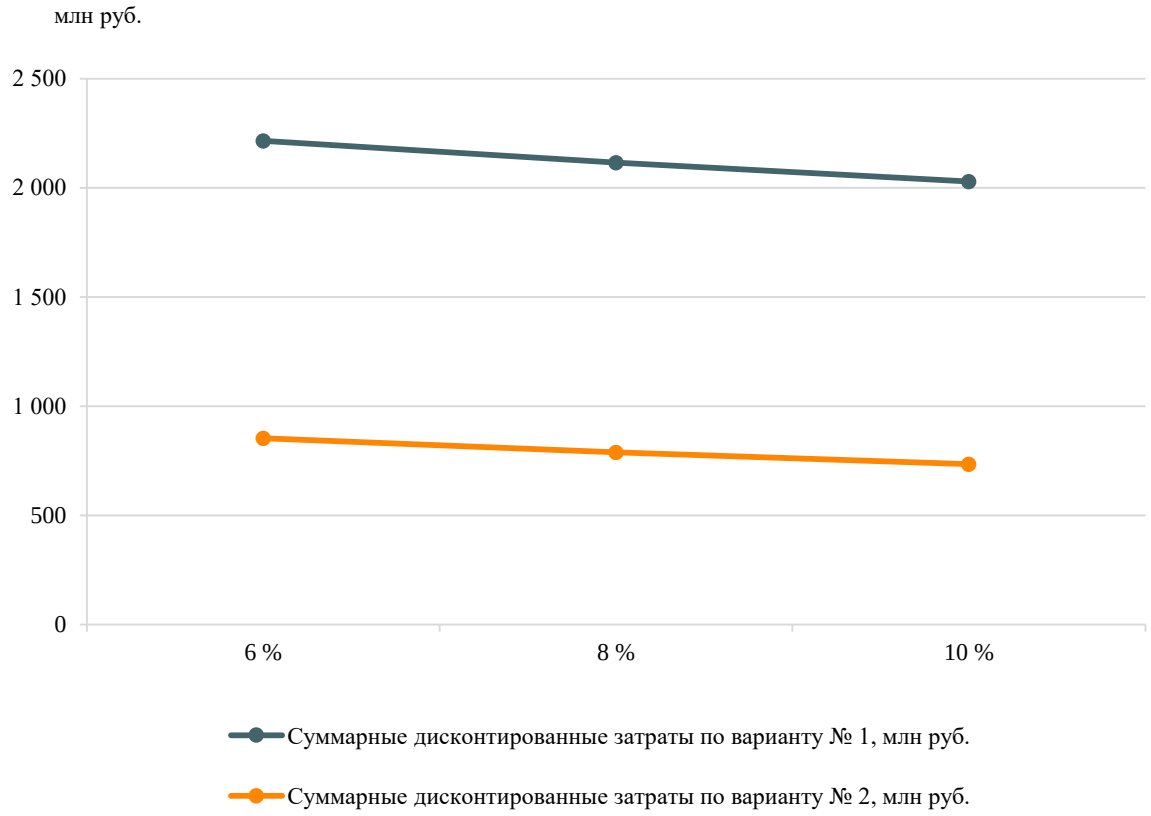
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 9.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	549	629	709	789	869	949	1029

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.	2215	2115	2029
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	853	789	734

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 даже на 30 % вариант остается более экономичным по сравнению с вариантом № 1. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 106 %;

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 160 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 177 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития сетей для транзита 110 кВ Тайшет – Тулун сохраняет свое экономическое преимущество даже при ухудшении исходных показателей на 30 %.

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

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по

проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2046 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]):

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

Таблица 46 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей ПС 220 кВ Черемхово

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 № 1.1 (установка на ПС 220 кВ Черемхово АОПО АТ-1 и АТ-2 с передачей команд ПА по ВЧ-каналу)									
Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2	–	–	–	110	–	–	–	–	21,32
Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с установкой УПАСК (ПРД) для передачи команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	10,69
Реконструкция ПС 110 кВ Жаргон с установкой УПАСК (ПРМ) для приема команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	10,69
Реконструкция ПС 110 кВ Кутулик с установкой УПАСК (ПРД+ПРМ) для приема и передачи команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	10,69
Реконструкция ПС 110 кВ Головинская с установкой УПАСК (ПРД+ПРМ) для приема и передачи команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	10,69
Реконструкция ПС 110 кВ Заря с установкой УПАСК (ПРМ) для приема команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	10,69
Реконструкция ПС 110 кВ Залари с установкой УПАСК (ПРМ) для приема команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	10,69
Итого по варианту № 1									85,46
Вариант № 2 (Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой оборудования в ячейках 110 кВ АТ-1 и АТ-2)									
Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой выключателя, разъединителей, ТТ ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	87,08
Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой выключателя, разъединителей, ТТ ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	
Итого по варианту № 2									87,08

Таблица 47 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	85,46	87,08
То же в процентах	*100 %*	*102 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	100,84	88,02
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	134,96	131,41
То же в процентах	*103 %*	*100 %*

Таблица 48 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей ПС 220 кВ Черемхово в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	*85,46*	85,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	85,46	85,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*100,84*	0,00	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
в том числе:	–																					
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	100,84	0,00	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	186,30	85,46	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*134,96*	85,46	4,67	4,32	4,00	3,71	3,43	3,18	2,94	2,72	2,52	2,34	2,16	2,00	1,85	1,72	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08

Таблица 49 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей ПС 220 кВ Черемхово в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	*87,08*	87,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	87,08	87,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*88,02*	0,00	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	0,00	4,63	4,63
в том числе:	–																					
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	92,65	0,00	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*175,10*	87,08	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	0,00	4,63	4,63
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*131,41*	87,08	4,29	3,97	3,68	3,41	3,15	2,92	2,70	2,50	2,32	2,15	1,99	1,84	1,70	1,58	1,46	1,35	1,25	0,00	1,07	0,99

Как видно из таблицы 47, варианты № 1 и № 2 развития сетей ПС 220 кВ Черемхово являются равноэкономичными. Разница капитальных затрат между вариантами составляет менее 5 %.

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

5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Чернорудand 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» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2048 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 50 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция			Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, 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 существующих трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×25	–	387,76
Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с установкой двух БСК мощностью 1 Мвар каждая	–	–	–	10	2×1	–	5,03
Реконструкция ПС 35 кВ Хужир с установкой двух БСК мощностью 1 Мвар каждая	–	–	–	10	2×1	–	5,03
Установка трех ячеек выключателей 35 кВ	–	–	–	35	–	3	173,07
Установка четырех ячеек выключателей 10 кВ	–	–	–	10	–	4	53,78
Установка трех устройств ВЧ-обработки с присоединением на ЛЭП 35 кВ	–	–	–	35	–	–	27,19
Установка трех ВЧ-заградителей на ЛЭП 35 кВ	–	–	–	35	–	–	19,77
Итого по варианту № 1							671,63
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 25 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 25 МВА)	–	–	–	110/35/10	1×25	–	193,88
Установка четырех ячеек выключателей 35 кВ	–	–	–	35	–	4	230,76
Итого по варианту № 2							424,64

Таблица 51 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	671,63	424,64
То же в %	*158 %*	*100 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	773,40	481,95
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	936,40	588,47
То же в %	*159 %*	*100 %*

Таблица 52 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Чернорудand ПС 110 кВ Еланцы в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего капитальных затрат, млн руб.	*671,63*	129,25	242,68	299,70	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	*671,63*	129,25	242,68	299,70	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	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*773,40*	0,00	0,00	0,00	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	773,40	0,00	0,00	0,00	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1445,03*	129,25	242,68	299,70	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67	38,67
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*936,40*	129,25	224,70	256,94	30,70	28,42	26,32	24,37	22,56	20,89	19,34	17,91	16,58	15,36	14,22	13,17	12,19	11,29	10,45	9,68	8,96	8,30	7,68	7,11

Таблица 53 – Расчет дисконтированных затрат варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего капитальных затрат, млн руб.	*424,64*	64,63	180,01	180,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	*424,64*	64,63	180,01	180,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*481,95*	0,00	0,00	0,00	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	481,95	0,00	0,00	0,00	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*906,59*	64,63	180,01	180,01	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*588,47*	64,63	166,67	154,33	19,13	17,71	16,40	15,19	14,06	13,02	12,05	11,16	10,33	9,57	8,86	8,20	7,60	7,03	6,51	6,03	5,58	5,17	4,79	4,43

Как видно из таблицы 51, наиболее экономичным вариантом 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.

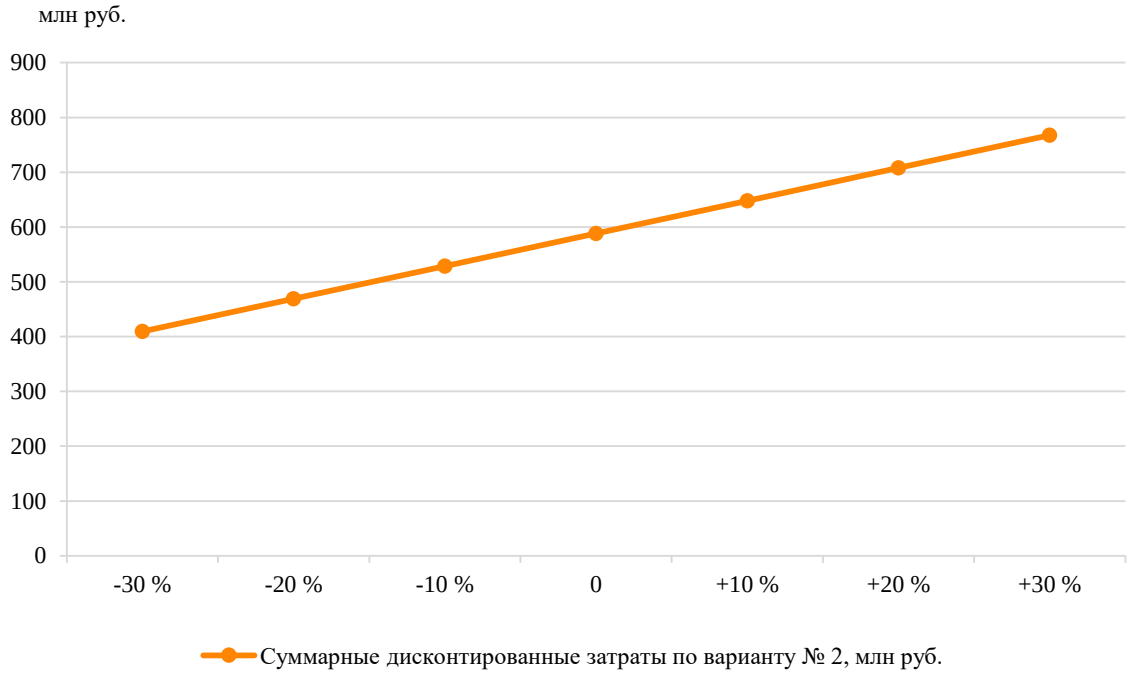
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

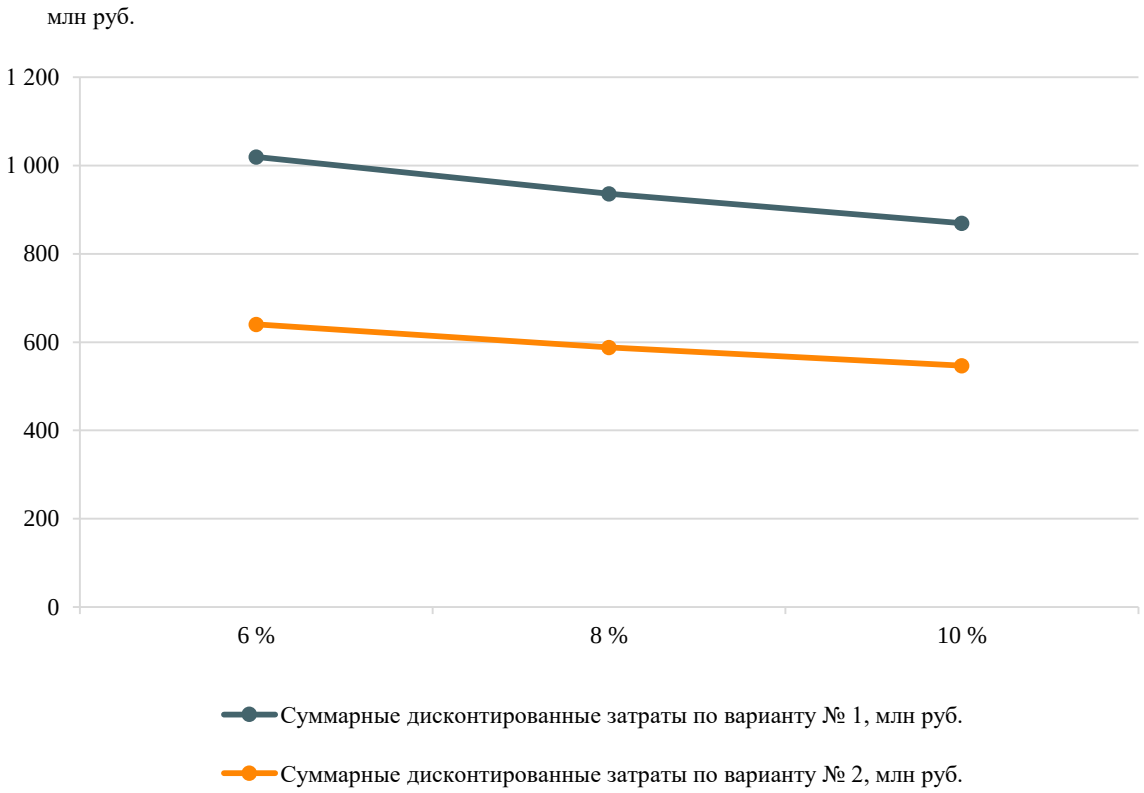
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 11.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	410	469	529	588	648	708	767

Рисунок 11 – 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 12.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1020	936	870
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	641	588	547

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 № 2 на 30 % вариант остается более экономичным по сравнению с вариантом № 1. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 22 %;

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 59 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 59 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 реконструкции ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы 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 28.12.2024 № 48@ инвестиционной программы АО «ИЭСК» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ИЭСК», утвержденную приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 31.10.2022 № 13@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ИЭСК» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 21.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденная распоряжением Министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 31.20.2024 № 58-550-мр инвестиционная программа АО «Витимэнерго» на 2024–2029 годы;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Витимэнерго» на 2024–2029 годы. Материалы размещены в апреле 2025 года на официальном сайте АО «Витимэнерго» в сети Интернет;

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

6) объектов-аналогов.

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

– прогноза 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);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России 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 54.

Таблица 54 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Иркутской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	5942,24	34382,17	32781,95	32205,73	29613,06	29334,52	30507,90	194767,55

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

– Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [8];

– Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

В субъектах Российской Федерации – Иркутская область, 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 энергии[1].

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 [9] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 10 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ОАО «Иркутская электросетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 58 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов), ОГУЭП «Облкоммунэнерго» и АО «Братская электросетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 16 % и 11 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов соответственно).

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

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

и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

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 2024 год в соответствии с:

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

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

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов[2], 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

[2] Приказ Службы по тарифам Иркутской области от 30.11.2024 № 79-342-спр.

капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 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 максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы[3], для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и непревышения совокупного объема заемных средств в размере 3,5×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 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 55.

[3] Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Таблица 55 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Службы по тарифам Иркутской области от 30.11.2024 № 79-344-спр «О внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 29 ноября 2022 года № 79-684-спр» (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 Федерации[4]. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 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 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых

[4] Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 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[5] не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки документа) инвестиционной (на момент разработки документа) программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 56.

Таблица 56 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	5 %	4 %	3 %	1 %	1 %	1 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-3,3 %	8,2 %	4,4 %	2,3 %	2,5 %	1,3 %

[5] Приказ ФАС России от 30.09.2024 № 672/24.

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий

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 57.

Таблица 57 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	17497	12425	11616	9823	8650	8650
объемы 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)	6848	5272	3857	1173	–	–

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	18530	9765	14260	16652	12236	12236

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 58 и на рисунке 13.

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 58 – 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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	50,2	62,5	71,3	77,5	84,3	90,3
НВВ	млрд руб.	67,5	68,6	68,3	69,1	72,6	74,9
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	17,3	6,1	-3,0	-8,4	-11,7	-15,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,91	1,04	1,14	1,21	1,28	1,36
Среднегодовой темп роста	%	–	*115*	*109*	*106*	*106*	*106*
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,22	1,14	1,09	1,08	1,10	1,12
Среднегодовой темп роста	%	–	*94*	*95*	*99*	*102*	*102*
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,31	0,10	-0,05	-0,13	-0,18	-0,23

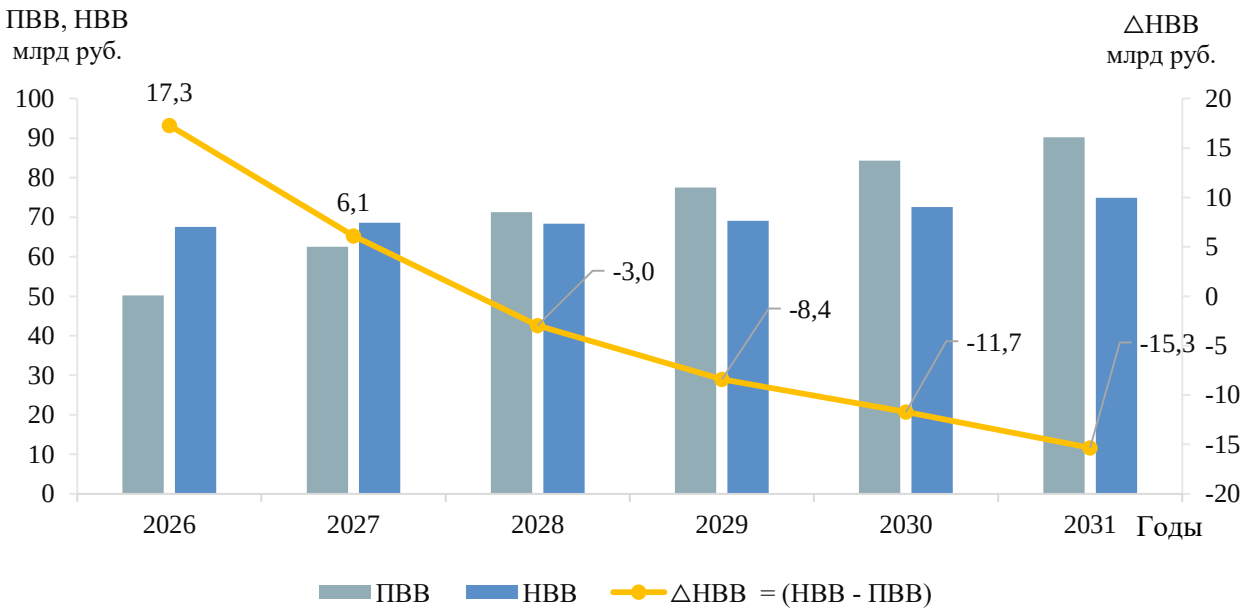


Рисунок 13 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 58, 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 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1), а также выявлена недостаточность выручки в период 2026–2028 годов при снижении (сценарий 2) и на всем рассматриваемом периоде при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период дефицита составляет 21,7–92,0 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 14.

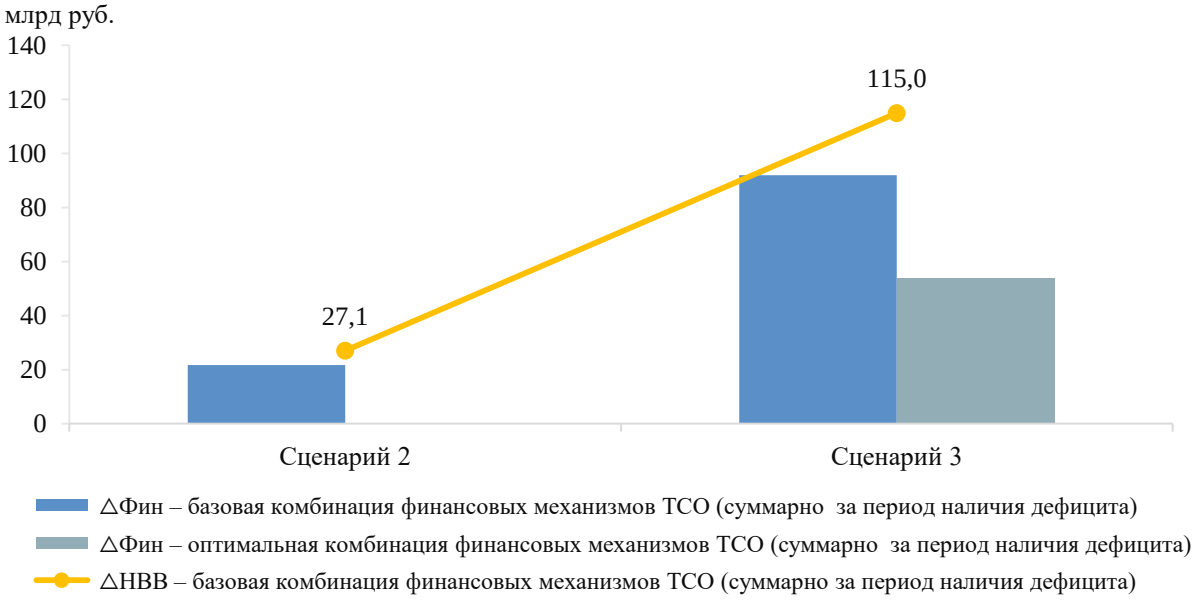


Рисунок 14 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 59.

Таблица 59 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	33 %	60 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	10 %	40 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 14, в прогнозном периоде определена ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 59) 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 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) 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 2031 году в объеме 86712 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,73 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области к 2031 году увеличится и составит 12383 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,01 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6682–7003 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области в 2031 году составит 14026,2 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 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1314,842 км, трансформаторной мощности 7070,5 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: 29.08.2025).

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 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

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: 29.08.2025).

4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/ (дата обращения: 29.08.2025).

7. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 29.08.2025).

8. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 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: 29.08.2025).

9. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.08.2025).

10. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Иркутской области													
Братская ГЭС	ООО «ЭН+ ГИДРО»			–									
		1	РО-662-ВМ-550		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	
		3	РО-662-ВМ-550		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	
		5	РО-662-ВМ-550		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	
		7	РО-662-ВМ-550		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	
		9	РО-662-ВМ-550		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	
		11	РО-662-ВМ-550		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	
		13	РО-115-В-558		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	
		15	РО-115-В-558		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	
		17	РО-115-В-558		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	
Установленная мощность, всего		–	–		4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	
Иркутская ГЭС	ООО «ЭН+ ГИДРО»			–									
		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	
		3	ПЛ577-ВБ-720		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	
		5	ПЛ577-ВБ-720		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	
		7	Пр 32-В-720		107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	
		8	Пр 32-В-720		107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	
Установленная мощность, всего		–	–		761,2	761,2	761,2	761,2	761,2	761,2	761,2	761,2	
Усть-Илимская ГЭС	ООО «ЭН+ ГИДРО»			–									
		1	РО-100/810-ВМ-550		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	
		3	РО-100/810-ВМ-550		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	
		5	РО-100/810-ВМ-550		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	
		7	РО-100/810-ВМ-550		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 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
		8	РО-100/810-ВМ-550	–	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	
		10	РО-100/810-ВМ-550		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	
		12	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		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	
		15	РО-100/810-ВМ-550		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	27,6	27,6	27,6	27,6	Модернизация в 2028 г.
		2	ПЛ-642-ВМ-300		21,5	21,5	21,5	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	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	
		4	ПЛ-642-ВМ-300		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	92,1	98,3	98,3	98,3	98,3	
Иркутская ТЭЦ-11	ООО «Байкальская энергетическая компания»												
		1	ПТ-25-90/10	Уголь, мазут	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	
		3	ПТ-50-130/13		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	
		5	Р-50-130-1		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	
		8	Т-100-130-1		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	780,3	1010,3	1010,3	1010,3	
Иркутская ТЭЦ-9	ООО «Байкальская энергетическая компания»												
		1	ПТ-60-130/13	Уголь, мазут	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	
		3	Р-50-130/15		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	
		5	Т-60/65-130		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	
		7	Т-100/110-130		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Иркутская ТЭЦ-6	ООО «Байкальская энергетическая компания»												
		1	ПТ-65-12,8/1,3	Уголь, мазут	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	
		3	ПТ-60-130/13		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	
		5	Р-50-130/13		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	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (Иркутская ТЭЦ-5)	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Уголь, мазут									
		1	АР-6-35/6		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	
		3	АР-6-35/3		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	
Иркутская ТЭЦ-16	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Уголь, мазут									
		1	ПР-6-35-10/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-12-35/5		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	
Участок ТИ и ТС Иркутской ТЭЦ-6 (Иркутская ТЭЦ-7)	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Уголь, мазут									
		1	АР-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АР-6-35/6		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»			Уголь									
		1	ПР-6-35/6/1.2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
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»			Уголь, мазут									
		1	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		4	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		5	Т-185/220-130		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
		6	Р-50-130-1		53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Иркутская ТЭЦ-10	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Уголь, мазут									
		1	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		3	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		4	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		5	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		6	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		7	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		8	К-150-130		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»			Уголь, мазут									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	Т-185/220-130		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»			Уголь, мазут									
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПТ-100/114-130/13		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	
ТЭЦ Теплоснабжение (ТЭЦ Байкальского целлюлозно-бумажного комбината)	ООО «Теплоснабжение»			Уголь, мазут									
		1	Р-12-35/5		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	4,0	
		4	ПР-16-90/10/0,9		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ-2 Братского ЛПК Филиала АО «Группа «Илим» в Братске»	Филиал АО «Группа «Илим» в Братске»			Кора и древесные отходы, черный щелок									
		1	Р-6-35/6		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	6,0	6,0	
		3	Р-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ-3 Братского ЛПК Филиала АО «Группа «Илим» в Братске»	Филиал АО «Группа «Илим» в Братске»			Кора и древесные отходы, черный щелок									
		1	Р-32-8,8/0,65		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	12,0	
		3	Р-12-35/5		12,0	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	27,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭС Филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимск	Филиал АО «Группа «Илим» в Усть-Илимске»			Кора и древесные отходы, черный щелок									
		1	Р-12-35/5М		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	8,4	
		3	ПР-6-35/15/5М		6,0	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	6,0	
		5	Р-12-35/5		12,0	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 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	44,4	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4	
Центральная ГТЭС	ООО «Иркутская нефтяная компания»			Газ									
		1	ЭГЭС-12С - 12000 №1			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		2	ЭГЭС-12С - 12000 №2			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		3	ЭГЭС-12С - 12000 №3			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		4	ЭГЭС-12С - 12000 №4			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		5	ЭГЭС-12С - 12000 №5			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		6	ЭГЭС-12С - 12000 №6			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	
Западная ГТЭС	ООО «Иркутская нефтяная компания»			Газ									
		1	ГТА УРАЛ - 6000 №1			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		2	ГТА УРАЛ - 6000 №2			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		3	ГТА УРАЛ - 6000 №3			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		4	ГТА УРАЛ - 6000 №4			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		6	САТУРН ГТА-6РМ №6			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		7	САТУРН ГТА-6РМ №7			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		9	МОТОР СИЧ №9			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		10	МОТОР СИЧ №10			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		11	ЭГЭС-12С №11			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		12	ЭГЭС-12С №12			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
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	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	37421,06	37421,06
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	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1734,28	1734,28
				ПАО «Россети»	220	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–		1734,28	1734,28
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	181849,73	181849,73
4	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, ранее установленного на ПС 500 кВ Тулун	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	1×125	–	–	–	–	–	125	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	359,97	359,97

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
5	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	80	2026[3)]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2097,01	636,07
6	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×25	–	–	–	–	25	–	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	104,78	104,78

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
7	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	60,08	–	–	–	–	–	–	60,078	–	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	338,86	338,86

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
8	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	64,91	–	–	–	–	–	–	64,91	–	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	363,37	363,37
9	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ ориентировочной протяженностью 11,29 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	11,29	–	–	–	–	11,29	–	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	66,91	66,91

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад ориентировочной протяженностью 14,18 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	14,18	–	–	–	–	14,18	–	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	85,97	85,97
11	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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	51,05	51,05

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
12	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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	51,05	51,05
13	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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	19,21	19,21

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
14	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук 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	19,21	19,21
15	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Водопад с заменой провода ошиновки, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	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	22,17	22,17
16	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ ВРЗ с заменой провода ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2027[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	138,91	138,91

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
17	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ 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	2,64	2,64
18	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад 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	2,64	2,64
19	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	2027[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1147,20	1147,20
20	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Черемхово устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3)]	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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
21	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	175,56	63,02
22	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	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	12,25	12,25

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
23	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	135,53	132,64
24	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, ранее установленных на ПС 220 кВ Черемхово	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	3334,91	3334,91
25	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ВЛ 220 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км	АО «ИЭСК»	220	км	87	–	–	–	–	–	–	87	–	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	5298,63	5298,63

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
26	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17,04	17,04
27	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17,04	17,04
28	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с установкой БСК 110 кВ мощностью 23 Мвар	АО «ИЭСК»	110	Мвар	–	1×23	–	–	–	–	–	23	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	107,06	107,06
29	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	4,87	4,87
30	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	14,68	14,68

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
31	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	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	11,45	11,45
32	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	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
33	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	4,94	4,87
34	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	4,94	4,87
35	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,64	5,64
36	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,64	5,64

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
37	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»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	40,20	39,84
38	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»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17,18	17,18
39	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	АО «ИЭСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,03	13,03
40	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»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,76	13,76

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
41	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 6,32827 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	6,328	–	–	–	–	–	–	6,32827	2025	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	383,92	24,00
42	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	2,52	2,52

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
43	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	18,40	18,40
44	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	2,52	2,52

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
45	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	17,04	17,04
46	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителей ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	30,73	30,73
47	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	15,61	15,61

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
48	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025[3)]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,18	6,18
49	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	2026[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	9,12	9,00

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
50	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная А	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	86,40	86,40
51	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
52	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Т-3	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
53	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной I	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
54	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной II	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
55	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 АТ-2	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
56	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	13,76	13,76
57	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	2026[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	18,23	18,23
58	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь с отпайками	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	28,66	28,66
59	Иркутской области	Иркутская область	Создание на Иркутской ТЭЦ-11 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта; – АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	28,66	28,66
60	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ УП-15 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	28,66	28,66

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
61	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1760,68	1760,68
62	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 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	7,63	7,63
63	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 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	7,63	7,63
64	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 110 кВ Ангарстрой ориентировочной протяженостью 1,11 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1,11	–	–	–	–	2,22	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,58	12,58
65	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой выключателя, разъединителей, ВЧЗ, ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	169,46	169,46

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
66	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой выключателя, ВЧЗ, ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	86,91	86,91
67	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 1 СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,72	12,72
68	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 2 СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,72	12,72
69	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	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	560,50	560,50

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
70	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	2027[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	443,69	443,69
71	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	2027[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	741,25	741,25
72	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	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	390,00	390,00

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
73	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	374,04	372,00
74	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	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	895,20	895,20
75	Иркутской области	Иркутская область	Строительство отпаек 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	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	4,86	4,86

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
76	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	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	290,71	290,40
77	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	2026	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	151,58	150,59
78	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бохан с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–[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	540,96	540,96

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
79	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	2027[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	383,86	383,18
80	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	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	396,19	394,48
				АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2027[3]			
81	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленый Берег 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	–[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	676,99	676,99

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
82	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	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	344,27	342,00
83	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Инкубатор 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, ранее установленные на ПС 110 кВ Северная	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–[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	2,40	2,40
84	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	1×63	–	–	–	–	–	–	63	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	262,01	262,01
				АО «ИЭСК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2027[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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
85	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Куйтун с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Изумрудная	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–[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	209,11	209,11
86	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	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	209,83	208,80
87	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 25 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026	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	255,84	255,84

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
88	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	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	н/д	н/д
89	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	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	344,40	344,40
90	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	2026[3)]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	275,18	275,18

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
91	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	2026[3)]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	222,00	222,00
92	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–[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	505,68	505,68
93	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Оёк 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	616,87	616,87

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
94	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	2027[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	243,16	243,16
95	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	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	394,16	393,60
96	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рабочая с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–[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	644,34	644,34

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
97	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	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	181,58	181,58
98	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	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	318,37	318,13
99	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	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	476,51	474,74
				АО «ИЭСК»	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	80	2026			

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
100	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	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2027[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	258,48	258,48
				АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2028[3]			
101	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	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	223,37	222,00
				АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026			
102	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	2027[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	346,52	346,26

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
103	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	2026[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	86,21	17,64
104	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Яковлев»	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	24,25	24,25

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
105	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	152,91	152,91
106	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	2026[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	121,46	9,60
107	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	2026[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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
108	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	105,53	105,53
109	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	23	–	–	–	–	23	2026[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	438,81	37,80
110	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	199,76	199,76

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
111	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцитяговая 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	171,14	171,14
112	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	7,63	7,63
113	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	6,48	6,48

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
114	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Яковлев»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	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	182,78	182,78
115	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	3986,52	2132,01
					110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40				

Примечания

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

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

3 [3)] 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.