

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Описание энергосистемы	10
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области.....	10
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	10
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	11
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	12
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	14
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	24
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	24
2.1.1 Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун	24
2.1.2 Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет.....	29
2.1.3 Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная.....	31
2.1.4 Район Восточные электрические сети.....	33
2.1.5 Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка.....	38
2.1.6 Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск	40
2.1.7 Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово.....	42
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	44
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	44
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	44
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	49
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	49
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	49
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	49

2.3.3	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	62
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	63
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	63
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	65
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	66
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	67
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	69
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	69
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	73
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	87
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	89
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по	

производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	89
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	91
5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово	92
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	99
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	101
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.....	106

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧ	–	высокочастотный
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДС	–	деление сети
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 36 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -36 °С; Мин зима 0,92	– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 36 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Мин зима МУ	– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5°С
ИП	– инвестиционный проект
ИРМ	– источник реактивной мощности
КЛ	– кабельная линия электропередачи
КРУ	– комплектное распределительное устройство
КС	– контролируемое сечение
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Макс лето	– летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 18 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	– летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С

летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 18 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МЭС	–	магистральные электрические сети
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОН	–	отключение нагрузки
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗ	–	релейная защита
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СК	–	синхронный компенсатор
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СШ	–	система (сборных) шин
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха

ТП	– технологическое присоединение
ТСН	– трансформатор собственных нужд
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	– управляемый шунтирующий реактор
ШСВ; МШВ	– шиносоединительный выключатель
яч.	– ячейка
$I_{\text{ддтн}}$	– значение длительно допустимой токовой нагрузки
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Иркутской области за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов 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.

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;

- ОАО «Иркутская электросетевая компания» – 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 энергосистемы Иркутской области

Энергосистема Иркутской области связана с энергосистемами:

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

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

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

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Иркутской области с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 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»	2013
Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	828
ОАО «РЖД»	588
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Братске	243
ООО «Транснефть-Восток»	170
АО «АНХК»	163
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	129
ООО «Братский завод ферросплавов»	112
Более 50 МВт	
ООО «Битривер Рус»	95
АО «Саянскхимпласт»	88

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области на 01.01.2022 составила 13065,8 МВт, в том числе: ГЭС – 9113,1 МВт, ТЭС – 3952,7 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	13041,1	–	–	+24,7	–	13065,8
ГЭС	9088,4	–	–	+24,7	–	9113,1
ТЭС	3952,7	–	–	–	–	3952,7

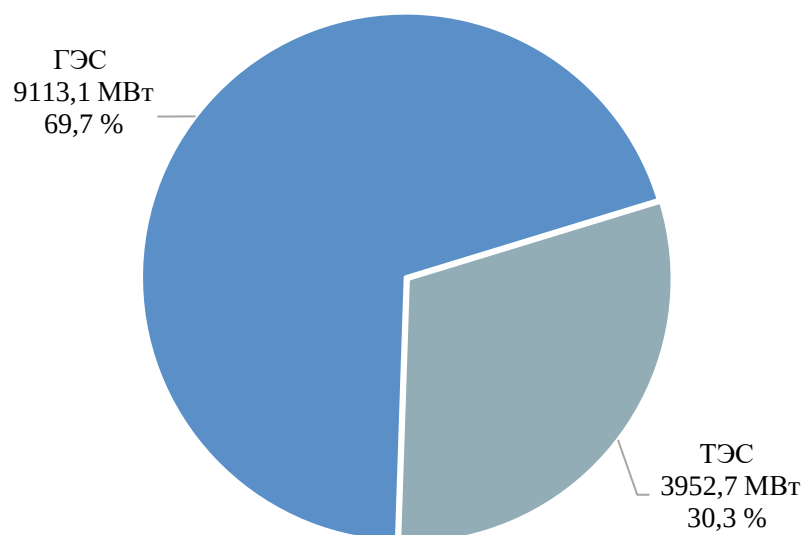


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области по состоянию на 01.01.2022

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	53299	55056	55481	55981	59256
Годовой темп прироста, %	0,17	3,30	0,77	0,90	5,85
Максимум потребления мощности, МВт	7673	8211	8196	8326	8916
Годовой темп прироста, %	-3,31	7,01	-0,18	1,59	7,09
Число часов использования максимума потребления мощности	6946	6705	6769	6724	6646
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	12.12 04:00	27.12 05:00	06.02 07:00	31.12 14:00	23.12 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-21,3	-28,3	-34,5	-28,2	-30,8

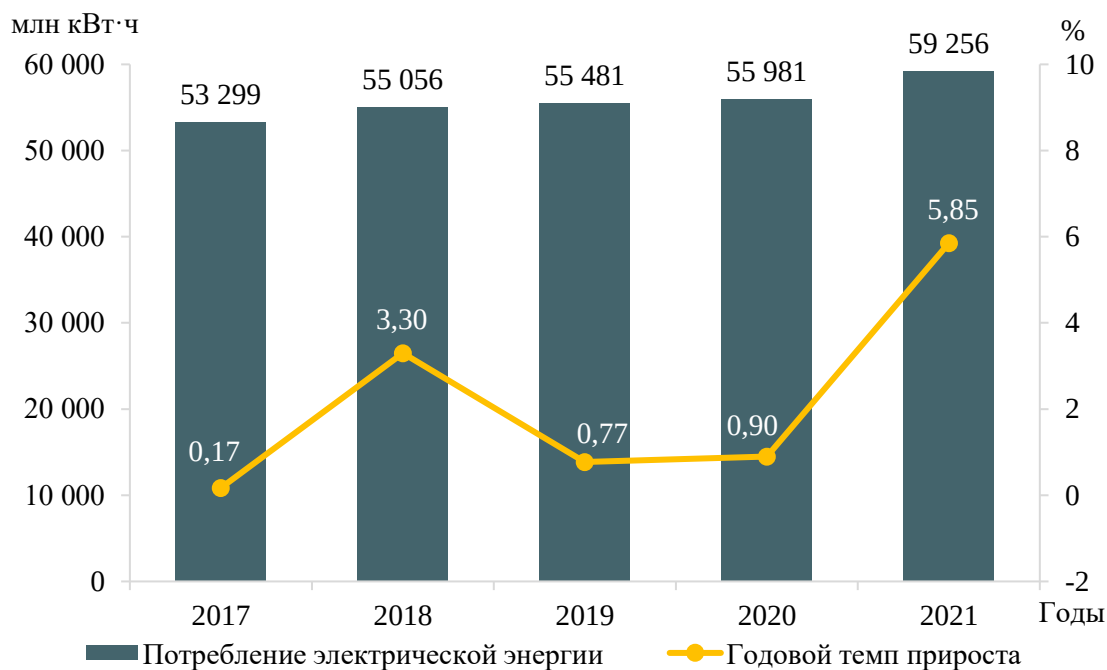


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

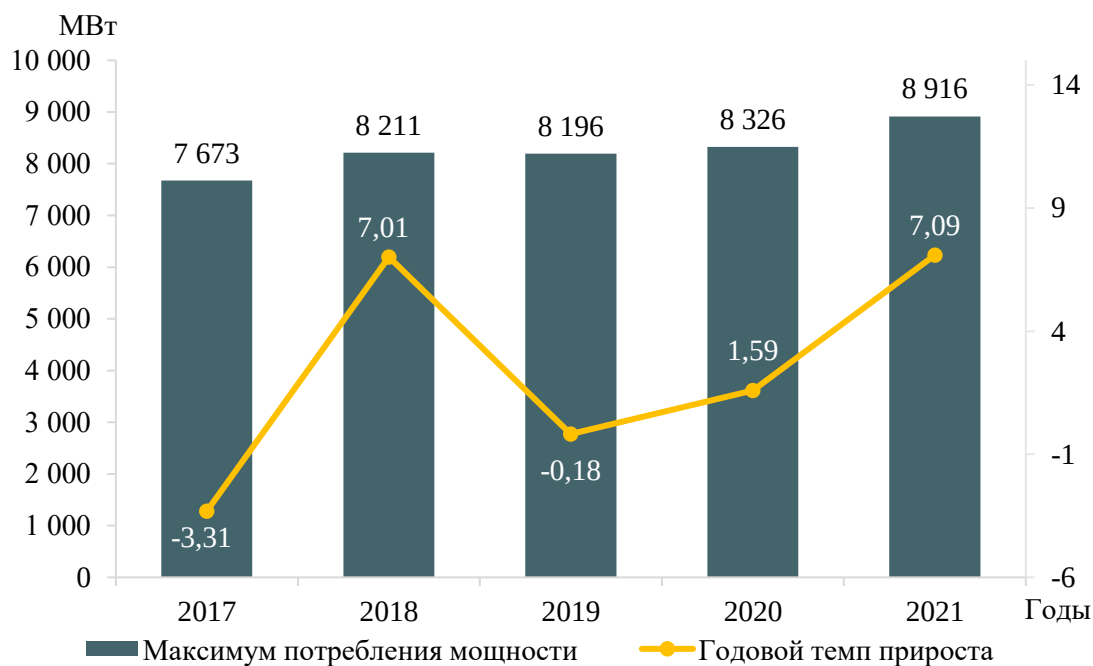


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Иркутской области увеличилось на 6047 млн кВт·ч и составило в 2021 году 59256 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,18 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,85 % в 2021 году, наименьший рост зафиксирован в 2017 году и составил 0,17 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области вырос на 980 МВт и составил 8916 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,36 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 7,09 % в 2021 году, что связано с отменой антиковидных ограничений и вводом новых крупных промышленных потребителей. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2017 году и составило -3,31 %.

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

- вводом в эксплуатацию новых крупных потребителей: вводом первой очереди Тайшетского алюминиевого завода ООО «Русал Тайшет» и центра обработки данных ООО «Битривер Рус»;
- ростом потребления нефтепроводным транспортом ООО «Транснефть-Восток»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Иркутской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Иркутской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Братский ПП – НПС-3 № 1 ориентировочной протяжённостью 31,97 км	ООО «Транснефть-Восток»	2017	31,97 км
2	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Братский ПП – НПС-3 № 2 ориентировочной протяжённостью 31,87 км	ООО «Транснефть-Восток»	2017	31,87 км
3	220 кВ	Строительство захода ВЛ 110 кВ НПС-10 – НПС-8 на ПС 220 кВ НПС-9 ориентировочной протяжённостью 1,54 км с образованием ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 № 1 с переводом на напряжение 220 кВ	ООО «Транснефть-Восток»	2017	1,54 км
4	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 № 2 ориентировочной протяжённостью 94,23 км	ООО «Транснефть-Восток»	2017	94,23 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	220 кВ	Строительство захода ВЛ 110 кВ НПС-10 – НПС-8 на ПС 220 кВ Пеледуй ориентировочной протяженностью 214,64 км с образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1	ПАО «Россети»	2017	214,64 км
6	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2 ориентировочной протяженностью 247,5 км	ПАО «Россети»	2017	247,5 км
7	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Коршуниха – Звездная на ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная ориентировочной протяженностью 0,61 км	ОАО «ИЭСК»	2017	0,61 км
8	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Коршуниха – Звездная на ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Коршуниха ориентировочной протяженностью 3,44 км	ОАО «ИЭСК»	2017	3,44 км
9	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Лена – Якурим на ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Лена ориентировочной протяженностью 3,44 км	ОАО «ИЭСК»	2017	3,44 км
10	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 ориентировочной протяженностью 61,88 км	ООО «Транснефть-Восток»	2017	61,88 км
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2 ориентировочной протяженностью 61,86 км	ООО «Транснефть-Восток»	2017	61,86 км
12	220 кВ	Строительство захода ВЛ 220 кВ Лена – Якурим на ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим № 1 ориентировочной протяженностью 0,55 км	ОАО «ИЭСК»	2017	0,55 км
13	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Полюс – Угахан ориентировочной протяженностью 37,65 км	ПАО «Высочайший»	2018	37,65 км
14	220 кВ	Образование ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка из ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка I цепь (ШБЦ-269) путем отключения от ПС 220 кВ Шелехово и подключением к ПС 500 кВ Ключи	ОАО «ИЭСК»	2018	2,09 км
15	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 2 ориентировочной протяженностью 2,06 км	ОАО «ИЭСК»	2018	2,06 км
16	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1 ориентировочной протяженностью 124,67 км	ООО «Транснефть-Восток»	2018	124,67 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
17	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2 ориентировочной протяженностью 124,82 км	ООО «Транснефть-Восток»	2018	124,82 км
18	220 кВ	Строительство участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ НПС-7 до ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 № 1 ориентировочной протяженностью 138,64 км с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I цепь с отпайкой на ПС НПС-8	ПАО «Россети»	2018	138,64 км
19	220 кВ	Строительство участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ НПС-7 до ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 № 2 ориентировочной протяженностью 138,64 км с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 II цепь с отпайкой на ПС НПС-8	ПАО «Россети»	2018	138,64 км
20	220 кВ	Строительство захода ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим на ПС 500 кВ Усть-Кут ориентировочной протяженностью 0,47 км с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1 и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь	ОАО «ИЭСК»	2018	0,47 км
21	500 кВ	Строительство захода ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим на ПС 500 кВ Усть-Кут ориентировочной протяженностью 0,9 км с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1 и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь	ОАО «ИЭСК»	2018	0,9 км
22	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь с заменой провода марки АС-95 на участке от оп. № 1 до оп. № 8 на провод марки АСВП 112/13 ориентировочной протяженностью 1,74 км	ОАО «ИЭСК»	2019	1,74 км
23	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь с заменой провода марки АС-95 на участке от оп. № 1 до оп. № 8 на провод марки АСВП 112/13 ориентировочной протяженностью 1,74 км	ОАО «ИЭСК»	2019	1,74 км
24	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Артемовская (2С) путем отключения от Мамаканской ГЭС и подключением к ПС 220 кВ Мамакан с образованием ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская II цепь	АО «Витимэнерго»	2019	0,37 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
25	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан I цепь ориентировочной протяженностью 1,38 км	АО «Витимэнерго»	2019	1,38 км
26	110 кВ	Строительство захода ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полюс (в габаритах 220 кВ) на ПС 220 кВ Сухой Лог ориентировочной протяженностью 0,63 км с переводом на напряжение 220 кВ и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1	АО «Витимэнерго»	2019	0,63 км
27	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь до ПС 110 кВ Оёк ориентировочной протяженностью 0,81 км	ОАО «ИЭСК»	2019	0,81 км
28	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь до ПС 110 кВ Оёк ориентировочной протяженностью 0,81 км	ОАО «ИЭСК»	2019	0,81 км
29	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 I цепь ориентировочной протяженностью 12,72 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	12,72 км
30	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 II цепь ориентировочной протяженностью 12,55 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	12,55 км
31	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I цепь ориентировочной протяженностью 128,6 км	ПАО «Россети»	2019	128,6 км
32	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог II цепь ориентировочной протяженностью 128,6 км	ПАО «Россети»	2019	128,6 км
33	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 1 ориентировочной протяженностью 100,1 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	100,1 км
34	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 2 ориентировочной протяженностью 100,1 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	100,1 км
35	220 кВ	Строительство захода ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полюс (в габаритах 220 кВ) на ПС 220 кВ Сухой Лог ориентировочной протяженностью 0,66 км с переводом на напряжение 220 кВ и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1	ПАО «Россети»	2019	0,66 км
36	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2 ориентировочной протяженностью 261,99 км	ПАО «Россети»	2019	261,99 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
37	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 294,6 км	ПАО «Россети»	2019	294,6 км
38	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь ориентировочной протяженностью 1 км	АО «Витимэнерго»	2020	1 км
39	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово I цепь с отпайками (ВЛ-209) до ПС 220 кВ Малая Елань ориентировочной протяженностью 4,81 км	ОАО «ИЭСК»	2020	4,81 км
40	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово II цепь с отпайками (ВЛ-210) до ПС 220 кВ Малая Елань ориентировочной протяженностью 4,81 км	ОАО «ИЭСК»	2020	4,81 км
41	220 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками (в габаритах 220 кВ) с переводом на напряжение 220 кВ со строительством отпайки от ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками до ПС 220 кВ Чаянгро ориентировочной протяженностью 0,01 км (АС 400/51) и до ПС 220 кВ Дяля ориентировочной протяженностью 0,0988 км (АС 400/51)	АО «Витимэнерго»	2020	0,11 км
42	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер № 1 ориентировочной протяженностью 7,2 км	ООО «ИНК»	2020	7,2 км
43	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер № 2 ориентировочной протяженностью 7,13 км	ООО «ИНК»	2020	7,13 км
44	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сухой Лог –Полюс № 1 с заменой провода АС-240 на провод АСПк-260/26- А1F/40SA и провод АС 300/39 ориентировочной протяженностью 19,16 км	АО «Витимэнерго»	2021	19,16 км
45	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 2 ориентировочной протяженностью 19,87 км	АО «Витимэнерго»	2021	19,87 км
46	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская I цепь до ПС 110 кВ Дачная	ОАО «ИЭСК»	2021	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
47	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская I цепь до ПС 110 кВ Дачная	ОАО «ИЭСК»	2021	–
48	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга до ПС 220 кВ Небель ориентировочной протяжённостью 2,01 км	ОАО «ИЭСК»	2021	2,01 км
49	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I цепь до ПС 220 кВ Столбово ориентировочной протяжённостью 0,21 км	ОАО «ИЭСК»	2021	0,21 км
50	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II цепь до ПС 220 кВ Столбово ориентировочной протяжённостью 0,13 км	ОАО «ИЭСК»	2021	0,13 км
51	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 1 ориентировочной протяжённостью 0,38 км	ОАО «ИЭСК»	2021	0,38 км
52	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 2 ориентировочной протяжённостью 0,42 км	ОАО «ИЭСК»	2021	0,42 км
53	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 3 ориентировочной протяжённостью 0,56 км	ОАО «ИЭСК»	2021	0,56 км
54	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 4 ориентировочной протяжённостью 0,6 км	ОАО «ИЭСК»	2021	0,6 км
55	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Ния – Киренга до ПС 220 кВ Небель ориентировочной протяжённостью 2,01 км	ОАО «ИЭСК»	2021	2,01 км

Таблица 5 – 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	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-3 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2017	2×40 МВА
2	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-6 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2017	2×40 МВА
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-8 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2017	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-9 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2017	2×40 МВА
5	220 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой трансформатора 220 кВ мощностью 63 МВА и автотрансформатора 500/220/35 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ОАО «ИЭСК»	2017	63 МВА 501 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Белореченская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «ИЭСК»	2018	40 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Перевоз с установкой БСК 110кВ мощностью 15 Мвар	АО «Витимэнерго»	2018	15 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Угахан с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Высочайший»	2018	2×16 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «ИЭСК»	2018	40 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с установкой БСК мощностью 15 Мвар	АО «Витимэнерго»	2018	15 Мвар
11	220 кВ	Установка на ПС 220 кВ НПС-7 двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2018	2×40 МВА
12	220 кВ	Установка на ПС 220 кВ Шелехово автотрансформатора АТ-9 220/10 кВ мощностью 200 МВА	ОАО «ИЭСК»	2018	200 МВА
13	500 кВ	Строительство ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой трёх автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый и БСК мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2018	501 МВА 180 Мвар
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Зяба с заменой трансформатора 110/27,5/11 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2019	40 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «ИЭСК»	2019	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Оёк с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	2019	2×25 МВА
17	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кунерма с заменой трансформатора РПТ-4 220 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 220 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2019	25 МВА
18	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-2 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2019	2×40 МВА
19	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-5 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2019	2×25 МВА
20	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Сухой Лог с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×125 МВА
21	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Улькан с заменой трансформатора 220 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 220 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2019	25 МВА
22	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой БСК мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2019	180 Мвар
23	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
24	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ПГВ с заменой трансформатора 110 кВ на трансформатор 110 кВ мощностью 80 МВА	АО «Электросеть»	2020	80 МВА
25	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
26	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»	2020	40 МВА
27	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чуна тяговая с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «ИЭСК»	2020	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
28	110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чаянгро с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	АО «Витимэнерго»	2020	6,3 МВА
29	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Дяля с одним трансформатором 220/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витимэнерго»	2020	10 МВА
30	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Малая Елань с установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	2020	2×40 МВА
31	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Полимер с установкой одного трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «ИНК»	2020	80 МВА
32	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Слюдянка с заменой двух автотрансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2020	2×125 МВА
33	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Чаянгро с установкой трансформатора 220/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витимэнерго»	2020	10 МВА
34	220 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой 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	ОАО «ИЭСК»	2020	63 МВА 501 МВА 6×100,15 Мвар 2×100 Мвар
35	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
36	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чуна с заменой трансформатора Т-1 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «ИЭСК»	2021	25 МВА
37	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Дачная с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	2021	2×40 МВА
38	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Небель с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
39	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «ИНК»	2021	80 МВА
40	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой двух трансформаторов 220 кВ на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	2021	2×40 МВА
41	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Столбово с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	2021	2×40 МВА
42	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ ТА3 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 100 МВА каждый	ООО «РУСАЛ ТАЙШЕТ»	2021	2×100 МВА
43	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ОАО «ИЭСК»	2021	501 МВА
44	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой ШР 500 кВ мощностью 180 МВА	ОАО «ИЭСК»	2021	180 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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;
- энергорайон ПС 500 кВ Тайшет;
- транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная;
- район Восточные электрические сети;
- транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка;
- транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск;
- транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово.

2.1.1 Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Тайшет – Тулун.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций транзита 110 кВ Тайшет – Тулун

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +2 °С в случае отключения ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха или ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками с учетом применения СРМ (деление сети отключением ШСВ-110 на ПС 110 кВ Нижнеудинск, перевод РПН 1АТ, 2АТ ПС 500 кВ Тайшет из 9-го в 4-ое положение) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 134 МВт (с учетом СРМ ввод ГАО в объеме до 8 МВт)	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет составляет 635 А (101 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 627 А. Расчетная токовая нагрузка Р в ячейке ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет составляет 635 А (106 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А. Расчетная токовая нагрузка ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет составляет 642 А (102 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 627 А. Расчетная токовая нагрузка Р в ячейке ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет составляет 642 А (107 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А	Отсутствуют	Строительство новой ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет № 2	Отсутствуют	Да
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае отключения АТ-1(2) на ПС 500 кВ Тулун с учетом применения СРМ (отключение выключателей присоединений на ПС 500 кВ Тулун и Ново-Зиминской ТЭЦ, отключение БСК-(1)2 10 кВ ПС 500 кВ Тулун) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима с учетом СРМ в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка В и Р в ячейке 110 кВ АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун составляет 685 А (114 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А. Расчетная токовая нагрузка В и Р в ячейке 110 кВ АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун составляет 692 А (115 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А. Расчетная токовая нагрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун составляет 692 А (121 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 573 А	Отсутствуют	Замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун на АТ с ДДТН не менее 692 А при ТНВ -36 °С. Замена коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-2 (выключатель, разъединители) на коммутационное оборудование с ДДТН не менее 692 А при ТНВ -36 °С. Замена коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1 (выключатель, разъединители) на коммутационное оборудование с ДДТН не менее 685 А при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +2 °С в случае отключения ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук или ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с учетом применения СРМ (отключение МВ-110 Тулюшка и МВ-110 Куйтун на ПС 500 кВ Тулун) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 33 МВт (с учетом СРМ ввод ГАО в объеме до 14 МВт)	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) составляет 644 А (103 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 627 А. Расчетная токовая нагрузка ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук на ПС 110 кВ Замзор составляет 644 А (101 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 639 А. Расчетная токовая нагрузка В, Р, ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук на ПС 110 кВ Замзор составляет 644 А (107 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А. Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) составляет 632 А (101 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 627 А. Расчетная токовая нагрузка В, Р, ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук на ПС 110 кВ Замзор составляет 632 А (105 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А	Отсутствуют	Замена провода ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) на провод с ДДТН не менее 644 А при ТНВ +2 °С. Замена провода ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) на провод с ДДТН не менее 632 А при ТНВ +2 °С. Замена ошиновки, выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук на ПС 110 кВ Замзор на оборудование с ДДТН не менее 644 А при ТНВ +2 °С. Замена выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук на ПС 110 кВ Замзор на оборудование с ДДТН не менее 632 А при ТНВ +2 °С	Отсутствуют	Нет
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей в схеме ремонта АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 133 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка В и Р в ячейке 110 кВ АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун составляет 947 А (158 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А. Расчетная токовая нагрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун составляет 947 А (165 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 573 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО АТ-2 ПС 500 кВ Тулун с действием на ОН в объеме не менее 133 МВт при ТНВ -36 °С ¹⁾	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей в схеме ремонта АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 102 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка В и Р в ячейке 110 кВ АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун составляет 930 А (155 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А. Расчетная токовая нагрузка АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун составляет 930 А (112 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 834 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО АТ-1 ПС 500 кВ Тулун с действием на ОН в объеме не менее 102 МВт при ТНВ -36 °С ¹⁾	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +25 °С в случае отключения ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук или ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с учетом применения СРМ (отключение МВ-110 Тулюшка и МВ-110 Куйтун на ПС 500 кВ Тулун) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт (с учетом СРМ ввод ГАО в объеме до 17 МВт)	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) составляет 562 А (110 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 510 А. Расчетная токовая нагрузка ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук на ПС 110 кВ Замзор составляет 562 А (108 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 520 А. Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) составляет 555 А (109 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 510 А. Расчетная токовая нагрузка ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук на ПС 110 кВ Замзор составляет 555 А (107 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 520 А	Отсутствуют	Замена провода марки АС-185/29 ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) на провод с ДДТН не менее 562 А при ТНВ +25 °С. Замена провода марки АС-185/29 ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) на провод с ДДТН не менее 555 А при ТНВ +25 °С. Замена ошиновки марки АС-185/24 ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук на ПС 110 кВ Замзор на оборудование с ДДТН не менее 562 А при ТНВ +25 °С. Замена ошиновки марки АС-185/24 ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук на ПС 110 кВ Замзор на оборудование с ДДТН не менее 555 А при ТНВ +25 °С	Отсутствуют	Нет

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками) с учетом применения СРМ (включение БСК на ПС 500 кВ Тулун и ПС 110 кВ Водопад, нагрузка по реактивной мощности Ново-Зиминской ТЭЦ и СК-2 на ПС 500 кВ Ново-Зиминская) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 58 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Силикатная составляет 78,48 кВ (93 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ	Отсутствуют	Замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун на АТ большей мощности, строительство новой ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет № 2, установка БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск	Отсутствуют	Да

Примечание – ¹⁾ Необходимость создания устройств АОПО отсутствует в случае замены АТ-1 и оборудования ячейки 110 кВ АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун на оборудование с АДТН не менее 930 А, АТ-2 и оборудования ячейки 110 кВ АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун с АДТН не менее 947 А. В ИП ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ предусмотрен инвестиционный проект «Проектирование реконструкции ПС 500 кВ Тулун и прилегающей сети» (К_336), предусматривающий замену данного оборудования. Замена АТ-2 и оборудования ячеек 110 кВ АТ-1 и АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун также обоснована превышением ДДТН в схемно-режимной ситуации, связанной с отключением АТ-1(2) на ПС 500 кВ Тулун.

2.1.2 Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ПС 500 кВ Тайшет.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона ПС 500 кВ Тайшет

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае отключения 2АТ (1АТ) ПС 500 кВ Тайшет с учетом применения СРМ (отключение на ПС 110 кВ Замзор В-110 вв Водопад, отключение выключателей присоединений на ПС 500 кВ Тайшет, перевод нагрузки на ПС 110 кВ Бирюса) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 70 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 500 кВ Тайшет составляет 411 А (114 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 361 А	Отсутствуют	Установка третьего АТ на ПС 500 кВ Тайшет	Отсутствуют	Да

2.1.3 Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная

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

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

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в случае ремонта 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) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже МДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	Двойная ремонтная схема ¹⁾ , в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме ¹⁾	Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС энергорайона ниже МДН, режим не балансируется	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 58 Мвар на ПС 110 кВ Юрты и СКРМ мощностью 30 Мвар на ПС 110 кВ Тайшет-Запад	Отсутствуют	Да

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.

2.1.4 Район Восточные электрические сети

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

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

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса с учетом применения СРМ (загрузка по реактивной мощности Иркутской ТЭЦ-9, Иркутской ТЭЦ-10, Ново-Иркутской ТЭЦ, Иркутской ГЭС, загрузка СК на ПС 500 кВ Иркутская, перевод РПН АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Правобережная в 11-ое положение) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт	Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения АДН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС энергорайона ниже АДН, режим не балансируется	Отсутствуют	Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ Оса от ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Установка СКРМ мощностью 54 Мвар на ПС 110 кВ Оса и СКРМ мощностью 40 Мвар на ПС 110 кВ Новая Уда	Отсутствуют	Да
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения двухцепной ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с учетом включенного состояния предлагаемых к установке БСК параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	Нормативное возмущение III группы в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения АДН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС энергорайона ниже АДН, режим не балансируется	Отсутствуют	Создание устройств АОСН на ПС 110 кВ Баяндай с действием на ОН в объеме не менее 25 МВт	Отсутствуют	Да
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса с учетом применения СРМ (загрузка по реактивной мощности Иркутской ТЭЦ-9, Иркутской ТЭЦ-10, Ново-Иркутской ТЭЦ, Иркутской ГЭС, загрузка СК на ПС 500 кВ Иркутская, перевод РПН АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Правобережная в 11-ое положение) и включенного состояния предлагаемых к установке БСК параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 13 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая загрузка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка (участок, выполненный проводом марки АС-95/16) составляет 528 А (104 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 507 А. Расчетная токовая загрузка ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка и СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Усть-Орда составляет 528 А (104 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 507 А. Расчетная токовая загрузка ошиновки в ячейке ШСВ-110 и СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Усть-Орда составляет 542 А (107 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 507 А. Расчетная токовая загрузка ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, СП-110 и СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Тихоновка составляет 526 А (104 % от ДДТН).	Отсутствуют	Замена провода на участке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, выполненном проводом марки АС-95/16 на провод с ДДТН не менее 528 А при ТНВ -36 °С. Замена провода ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка марки АС-95/16 на ПС 110 кВ Усть-Орда на провод с ДДТН не менее 528 А при ТНВ -36 °С. Замена провода ошиновки в ячейке ШСВ-110 и СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Усть-Орда на провод с ДДТН не менее 542 А при ТНВ -36 °С. Замена провода ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, СП-110 и СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Тихоновка на провод с ДДТН не менее 526 А при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
		<i>Допустимые параметры:</i> 507 А				
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 5 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 667 А (106 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А	Отсутствуют	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и включение по нормальной схеме В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик. Замена на ПС 220 кВ Правобережная ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками на ВЧЗ с ДДТН не менее 667 А при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Да
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками на ПС 110 кВ Усть-Орда составляет 342 А (107 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 320 А	Отсутствуют	Замена ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками на ПС 110 кВ Усть-Орда на ТТ с ДДТН не менее 342 А при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Да
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск (с учетом включения действием АОСН предлагаемых к установке БСК) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС энергорайона ниже АДН, режим не балансируется	Отсутствуют	Создание устройств АОСН на ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 11 МВт	Отсутствуют	Да
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I (II) цепь с отпайкой на ПС Оёк в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 27 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II (I) цепь с отпайкой на ПС Оёк на участке от ПС 110 кВ Урик до отпайки на ПС 110 кВ Оёк составляет 891 А (118 % от АДТН). <i>Допустимые параметры</i> 756 А. Расчетная токовая нагрузка ошиновки, ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на ПС 110 кВ Урик составляет 891 А (118 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик с действием на ОН в объеме не менее 27 МВт	Отсутствуют	Да
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Правобережная до отпайки на ПС 110 кВ Карлук составляет 898 А (119 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А.	Отсутствуют	Реконструкция РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и включение по нормальной схеме В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик. Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь, ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь на	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт		Расчетная токовая нагрузка ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 898 А (115 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 783 А. Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 898 А (119 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А		ПС 220 кВ Правобережная с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт		
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 50 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Правобережная до отпайки на ПС 110 кВ Карлук составляет 948 А (125 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А. Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на участке от отпайки на ПС 110 кВ Карлук до отпайки на ПС 110 кВ Хомутово составляет 789 А (104 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А. Расчетная токовая нагрузка ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 948 А (121 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 783 А. Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная составляет 948 А (125 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А.	Отсутствуют	Реконструкция устройств РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и включение по нормальной схеме В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик. Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь, ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь на ПС 220 кВ Правобережная с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт Создание устройств АОПО Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь на ПС 110 кВ Урик с действием на ОН в объеме не менее 14 МВт	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
		Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь на Иркутской ТЭЦ-10 составляет 818 А (108 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А. Расчетная токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь на ПС 10 кВ Урик составляет 820 А (109 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А. Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь на ПС 10 кВ Урик составляет 820 А (109 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 756 А				
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками или ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с учетом действия АОСН на включение БСК и ОН параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 18 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками на ПС 110 кВ Усть-Орда составляет 478 А (124 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 384 А. Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь на ПС 110 кВ Баяндай составляет 456 А (119 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 384 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь на ПС 110 кВ Усть-Орда с действием на ОН в объеме не менее 18 МВт	Отсутствуют	Да

2.1.5 Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка

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

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

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (с АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка) или ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) с учетом применения СРМ (деление сети и перевод РПН АТ на ПС 220 кВ Шелехово) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает ДДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Двойная ремонтная схема ¹⁾ , в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме ¹⁾	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг составляет 692 А (165 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 419 А. Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная составляет 640 А (152 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 419 А. Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха составляет 684 А (163 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 419 А. Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная составляет 480 А (115 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 419 А	Отсутствуют	Замена участков ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, выполненных проводом марки АС-120/19, на провод с пропускной способностью не менее 692 А при ТНВ +18 °С. Замена провода марки АС-120/19 ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на провод с ДДТН не менее 480 А и 640 А соответственно при ТНВ +18 °С Замена шинного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово на разъединители с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С. Замена на ПС 110 кВ Рассоха провода ошиновки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и провода ошиновки секционного выключателя марки АС-120/19 на провод с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С, провод ошиновки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19 на провод с ДДТН не менее 480 А при ТНВ +18 °С. Замена секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха на выключатель с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С. Замена ТТ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с длительно допустимым током 630 А на ПС 110 кВ Рассоха на ТТ с длительно допустимым током не менее 694 А при ТНВ +18 °С. Замена провода ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг марки М-120 на провод с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С. Замена ТТ в ячейках ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Большой Луг с длительно допустимым током 630 А на ТТ с ДДТН не менее 692 А при ТНВ +18 °С. Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная (а также СШ 110 кВ или их участков с учетом потокораспределения мощности по присоединениям) марки АС-185 на провод с ДДТН не менее не менее 640 А при ТНВ +18 °С. Замена ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная с длительно допустимым током 600 А на ТТ с ДДТН не менее 640 А при ТНВ +18 °С	Отсутствуют	Да

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

2.1.6 Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск

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

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

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в схеме ремонта 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)) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Киренга – Северобайкальск + Усть-Кут – НПС-6». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 53 МВт	Двойная ремонтная схема ¹⁾ , в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме ¹⁾	Расчетная нагрузка КС «Киренга – Северобайкальск + Усть-Кут – НПС-6» составляет 271 МВт (127 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 214 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан(КУ-30), ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) с действием на ОН в объеме не менее 20 МВт	Отсутствуют	Да

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.

2.1.7 Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово

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

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

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -36 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово с учетом применения СРМ (перенос точки деления транзита 110 кВ ПС 500 кВ Ново-Зиминская – ПС 110 кВ Головинская, отключение выключателя МВ-110 «Забитуй» (МВ-110 «Кутулик») на ПС 220 кВ Черемхово) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 65 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке 110 кВ АТ-1 (АТ-2) на ПС 220 кВ Черемхово составляет 705 А (112 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово с действием на ОН в объеме 38 МВт	Замена ТТ 110 кВ в ячейках АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово на ТТ с АДТН не менее 705 А при ТНВ -36 °С	Да

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

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

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

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, в том числе с учетом решений Протоколов совещаний под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 18.12.2020 № НШ-319пр и от 31.08.2021 № НШ-249/1пр приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых в энергосистеме Иркутской области¹⁾

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций железнодорожного направления Кузбасс – Дальний Восток в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>				
1	ПС 220 кВ Речушка/т	Строительство ПС 220 кВ Речушка/т с автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Сети	ОАО «РЖД»
2		Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Сети	ОАО «ИЭСК»
3	ПС 500 кВ Тулун	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	Сети	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
4		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	Сети	ОАО «ИЭСК»
5	ПС 500 кВ Усть-Кут	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	Сети	ПАО «Россети»
6		Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Сети	ПАО «Россети»
7	ПС 220 кВ Черемхово	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой ТТ в ячейках АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
8	Усть-Илимская ГЭС	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	Сети	ПАО «Иркутскэнерго»
9	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	Сети	ПАО «Россети»
10	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 294 км	Сети	ПАО «Россети»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	Сети	ОАО «РЖД»
2		Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с заменой оборудования ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НПС-17 (С-59) с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
3	ПС 110 кВ Юрты	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	Сети	ОАО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 500 кВ Тайшет	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, провода ошиновки и разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
2	ПС 500 кВ Тулун	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода ошиновки СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
3		Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода 1СШ 110 кВ и 2СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
4	ПС 110 кВ Замзор	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
5		Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
6		Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателей, разъединителей, ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук и ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
7	ПС 110 кВ Водопад	Реконструкция ПС 110 кВ Водопад с заменой ошиновки, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
8	ПС 110 кВ ВРЗ	Реконструкция ПС 110 кВ ВРЗ с заменой ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
9		Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»
10	ПС 110 кВ Нижнеудинск	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ и ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
11	ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет № 2	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	Сети	ОАО «ИЭСК»
12	ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
13	ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
14	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ и ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ ориентировочной протяженностью 11 км и ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад ориентировочной протяженностью 14 км с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Тулун – Ново-Зиминская</i>				
1	ВЛ 110 кВ от ПС 500 кВ Тулун до ПС 110 кВ Нюра	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра протяженностью 1,4 км каждая (АС-185/29), демонтаж отпайки на ПС 110 кВ Нюра от ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками, суммарной ориентировочной протяженностью 2 км	Сети	ОАО «ИЭСК»
2	ПС 110 кВ Куйтун	Реконструкция ПС 110 кВ Куйтун с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулюшка с отпайкой на ПС Майская с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская	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 2,4 км	Сети	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
2	ПС 220 кВ Черемхово	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой оборудования ячеек ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – ПС 220 кВ Ново-Ленино				
1	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 5,2 км с увеличением пропускной способности	Сети	ПАО «Корпорация «Иркут»
2	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная АС-185	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная ориентировочной протяженностью 15 км с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
3	ВЛ 110 кВ Мегет – Ново-Ленино	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками (на участке от ПС 110 кВ Мегет до ПС 220 кВ Ново-Ленино) ориентировочной протяженностью 19 км с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
4	ПС 220 кВ Ново-Ленино	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
5		Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с переключением обмоток ТТ с 600/5 А на 1200/5 А ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	Сети	ОАО «ИЭСК»
6		Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I цепь и II цепь с увеличением пропускной способности	Сети	ПАО «Корпорация «Иркут»
Транзит 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово – Слюдянка (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)				
1	ПС 220 кВ Шелехово	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово с заменой шинного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
2	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности и реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
3	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,786 км с увеличением пропускной способности и реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 23,88 км с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
4	ПС 110 кВ Большой Луг	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
5		Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
6	ПС 110 кВ Подкаменная	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
7		Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
8	ПС 110 кВ Рассоха	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
9		Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
10		Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
11		Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
12		Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тайшет – Опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)				
1	ПС 500 кВ Тайшет	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
2	ПС 110 кВ Турма	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
3	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная	Реконструкция ПС 110 Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»
4		Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
5	ВЛ 110 кВ Опорная – Турма	Реконструкция ВЛ 110 кВ Опорная – Турма ориентировочной протяженностью 0,206 км с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Гидростроитель – Кориуниха (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)				
1	ВЛ 110 кВ Кежемская – Видим	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка/т ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	Сети	ОАО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Кориуниха – Лена				
1	ПС 110 кВ Ручей	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
2	ПС 110 кВ Хребтовая	Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хребтовая с приведением к схеме одна секционированная система шин	Сети	ОАО «РЖД»
3	ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая № 2	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	Сети	ОАО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Саянская тяговая – Тайшет</i>				
1	ПС 110 кВ Кварцит	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ в РУ 110 кВ	Сети	ОАО «РЖД»

Примечание – ¹⁾ Мероприятия приведены с учетом ТЭО вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун «Оценка возможности реализации титула строительства «Реконструкция ПС 220/110/10 (ПП-500) кВ Тулун. Установка автотрансформатора АТ-3» инв. № 192/ЗЭС-ОВР проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 220/110/10 (ПП-500) кВ Тулун. Установка автотрансформатора АТ-3» и проектной документации по титулу «Станция Тайшет Восточно-Сибирской железной дороги. Усиление устройств электроснабжения».

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

Предложения от сетевых компаний Иркутской области по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ ПС 110 кВ Артемовская.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018–2021 годов составила 21,5 МВА в день летнего контрольного замера 2020 года при ТНВ равной +13,7 °С. Отключение Т-1 ПС 110 кВ Артемовская приводит к увеличению токовой нагрузки Т-2 ПС 110 кВ Артемовская до 129 А (234 % от $I_{дтн}$). Токовая нагрузка Т-2 129 А недопустима. Для предотвращения превышения АДТН Т-2 рассмотрены схемно-режимные мероприятия по переносу точки деления сети 35 кВ между ПС 110 кВ Бодайбинская и ПС 110 кВ Артемовская, включив в работу ВЛ 35 кВ Кяхтинская – Ежовская и отключив со стороны ПС 110 кВ Артемовская ВЛ 35 кВ

Красноармейская – Артемовская. При этом выявлено превышение ДДТН Т-2 ПС 110 кВ Бодайбинская – 100 А (118,6 % от $I_{\text{ддтн}}$), снижение напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Апрельская, ПС 35 кВ Красноармейская, ПС 35 кВ Андреевская, ПС 35 кВ Громовская до 30 кВ.

Для предотвращения превышения ДДТН Т-2 ПС 110 кВ Бодайбинская и недопустимого снижения напряжения на шинах ПС 35 кВ требуется перевести нагрузку ПС 35 кВ КПД с 1с 35 кВ ПС 110 кВ Бодайбинская на 2с 35 кВ, а также установка БСК на ПС 35 кВ Андреевская мощностью не менее 5 Мвар.

Данные мероприятия позволяют снизить токовую нагрузку Т-2 ПС 110 кВ Артемовская до 60 А (108,8 % от $I_{\text{ддтн}}$). Схемно-режимные мероприятия для дальнейшего снижения токовой нагрузки Т-2 ПС 110 кВ Артемовская отсутствуют (письмо № 18-1/259 от 14.03.2022).

Для снижения токовой нагрузки Т-2 ПС 110 кВ Артемовская до длительно допустимой величины требуется строительство ВЛ 35 кВ Красноармейская – Серговская для возможности перевода нагрузки ПС 35 кВ Серговская на питание со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская. Для нормализации уровней напряжения на ПС 35 кВ Серговская, ПС 35 кВ Апрельская и ПС 35 кВ Громовская при питании со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская требуется увеличить мощность БСК на ПС 35 кВ Андреевская до 10 Мвар. Для оптимизации коммутаций БСК мощностью 11 Мвар требуется одновременно с установкой БСК на ПС 35 кВ Андреевская произвести установку УШР 13 Мвар. После реализации предложенных мероприятий токовая нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Бодайбинская составляет 75 А (89 % от $I_{\text{ддтн}}$), токовая нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Артемовская составляет 47 А (85,3 % от $I_{\text{ддтн}}$). С точки зрения адаптивности развития сети мероприятие по строительству ВЛ 35 кВ Красноармейская – Серговская малоэффективно, поскольку не увеличивает резерв мощности для возможности подключения новых потребителей в сеть 6-35 кВ между ПС 110 кВ Бодайбинская и ПС 110 кВ Артемовская, а лишь перераспределяет мощности между двумя ПС 110 кВ.

В качестве альтернативного мероприятия рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Артемовская с заменой Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор с мощностью не менее 16 МВА.

С учетом выполненного технико-экономического сравнения, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Артемовская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Бирюса.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018–2021 годов составила 25,498 МВА в день зимнего контрольного замера 2019 года при ТНВ равной -15,1 °С, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 159,4 % от $S_{\text{ном}}$ (или 132,8 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 5,67 МВт).

На период 2022–2027 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 172,4 кВт (191,5 кВА).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 25,69 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 160,6 % от $S_{ном}$ (или 133,8 % от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформатора и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 5,8 МВт).

В соответствии с нормальной электрической схемой филиала ОАО «ИЭСК» Западные электрические сети ПС 110 кВ Бирюса не имеет электрических связей по сети 35-6 кВ с другими центрами питания. Все близлежащие ПС 35 кВ (Шиткино, Бирюсинск, Джогино, Нижняя заимка, Очистные) запитаны от самой ПС 110 кВ Бирюса, то есть основная нагрузка по ПС 110 кВ Бирюса по сети 35 кВ. Кольцевание по стороне 10 кВ возможно выполнить через ПС 35 кВ Бирюсинск по ВЛ 10 кВ Юрты - Конторка (яч. 10 кВ № 17 РУ 10 кВ ПС 110 кВ Юрты). Фактическая загрузка яч. № 17 на дату контрольного замера 2019 года составила 1,17 МВА, при этом максимально возможная загрузка ячейки составляет 1,8 МВА. Соответственно резерв мощности составляет 0,63 МВА, что недостаточно для снятия перегруза с ПС 110 кВ Бирюса. Иных электрических связей по сети 6 кВ ПС 10 кВ Бирюса не имеет, возможности перевода нагрузки нет (письмо ОАО «ИЭСК» № 06.060-07-4.23-1140 от 29.03.2021).

Для исключения перегруза Т-2 ПС 110 кВ Бирюса рассмотрены два альтернативных варианта.

В первом варианте рассмотрена возможность организации связи по сети 35 кВ между ПС 110 кВ Бирюса и ПС Тайшет путем строительства ВЛ 35 Тайшет – Бирюсинск (ПС 35 кВ Бирюсинск географически находится ближе к ПС 35 кВ Тайшет). Данное мероприятие позволит перевести нагрузку в объеме 7 МВА по сети 35 кВ, чего будет достаточно для исключения ГАО в ремонтной схеме. Суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 17,91 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 133,8 % от $S_{ном}$ (или 93,3 % от длительно-допустимого значения).

Во втором варианте предлагается выполнить замену Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА.

С учетом выполненного технико-экономического сравнения, рекомендуется 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, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «ИЭСК».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Жигалово.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018–2021 годов зафиксирована в 15:00 мск. 15.12.2021 при ТНВ равной -24,4 °С, и составила 11,35 МВА, что

соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 180,2 % от $S_{\text{ном}}$ (или 150,1 % от длительно-допустимого значения). В настоящее время при отключении одного трансформатора необходим ввод ограничения режима потребления существующих потребителей в объеме 3,4 МВт.

На период 2022–2027 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 835,5 кВт (928,4 кВА).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 12,28 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 194,9 % от $S_{\text{ном}}$ (или 162,4 % от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформатора и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 4,2 МВт).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют (письмо ОАО «ИЭСК» № ИЭСК-Исх-ИД-22-1497 от 06.04.2022). В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети, до ближайших центров питания (ПС 110 кВ Качуг и ПС 110 кВ Новая Уда) расстояние составляет 113 км и 136 км соответственно, в связи с чем отсутствует возможность выполнить перераспределения нагрузки по сетям 10 кВ, 20 кВ между центрами питания за счет нового строительства для исключения необходимости замены на ПС 110 кВ Жигалово трансформаторов 110/20/10 кВ.

Таким образом, на перспективу до 2027 года существующей пропускной способности трансформатора Т-1 недостаточно для электроснабжения потребителей. Рекомендуются замена трансформатора Т-1 на новый мощностью 10 МВА для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети. После замены трансформатора Т-1 на 10 МВА, при отключении одного трансформатора, нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122,8 % от $S_{\text{ном}}$ (или 98,2 % от длительно-допустимого значения Т-1 и 102,3 % от длительно-допустимого значения Т-2).

Поскольку трансформатор Т-2 находится в эксплуатации более 30 лет, длительно-допустимое значение перегрузки составляет 120 % от $S_{\text{ном}}$. Объем ГАО при отключении Т-1 составляет 0,25 МВт (0,28 МВА).

С учетом того, что перегрузка трансформатора Т-2 обусловлена нагрузкой нереализованных ТУ на ТП, рекомендуется осуществления мониторинга нагрузки на ПС 110 кВ Жигалово.

Установка БСК на шинах 10 кВ, 20 кВ ПС 110 кВ Жигалово для снижения реактивной составляющей тока не является достаточным мероприятием, снижающим нагрузку оставшегося в работе трансформатора.

По данным контрольного замера 15.12.2021 в 15:00 мск с учетом полной компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ, 20 кВ в объеме 2,43 Мвар при отключении на ПС 110 кВ Жигалово Т-2 перегрузка оставшегося в работе Т-1 составит 9,63 МВА (127,4 % от длительно-допустимого значения).

В соответствии с утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ ИП ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 годы предусмотрено мероприятие по

реконструкции ПС 110 кВ Жигалово (замена трансформатора Т-1 ТМТН-6300 кВА на ТДТН-10000 кВА (увеличение мощности на 3700 кВА)) в 2023 году.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформатора Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА. Дополнительно необходимо осуществить мероприятия, направленные на мониторинг нагрузки на ПС 110 кВ Жигалово.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «ИЭСК».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Изумрудная.

В настоящий момент на подстанции установлены два трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018–2021 годов зафиксирована в 18:00 мск 15.12.2021 при ТНВ, равной -24,4 °С, и составила 50,51 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 202,0 % от $S_{ном}$ (или 161,6 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 17,3 МВт).

На период 2022–2027 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2488,9 кВт (2765,4 кВА).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 53,27 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 213,1 % от $S_{ном}$ (или 170,5 % от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 19,8 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1508 от 07.04.2022) в марте 2022 года осуществлен перевод нагрузки с ПС 110 кВ Изумрудная на ПС 110 кВ Зеленый Берег в объеме 14,9 МВт (16,6 МВА). Величина переводимой нагрузки указана по данным зимнего контрольного замера 2021 года

Дополнительно, в сентябре 2020 года с целью разгрузки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Изумрудная была переведена нагрузка яч. 10 кВ № 3 и № 20 на питание от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Мельникова. На дату зимнего контрольного замера 2021 года данная схема сохранилась. Суммарный объем переведенной нагрузки составляет 8,64 МВт (9,6 МВА). Для снижения загрузки ПС 110 кВ Мельниково электроснабжение потребителей будет осуществляться по проектной схеме от ПС 110 кВ Изумрудная.

Суммарный объем переведенной нагрузки с учетом осуществления электроснабжения по проектной схеме составит 6,3 МВт (7,0 МВА)

Необходимо отметить, что с 2019 года нагрузка по сети 35 кВ ПС 110 кВ Изумрудная (ПС 35 кВ Мельничная Падь и ПС 35 кВ Кузьмиха) в нормальной схеме электрической сети переведена на питание от ПС 110 кВ Южная, соответственно в расчете загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная данная нагрузка не участвует.

Таким образом, максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 46,27 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 185,1 % от $S_{ном}$ (или 148,1 % от длительно допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 13,5 МВт).

Выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ на два трансформатора большей мощностью не представляется возможным согласно письму № 06.060-07-4.23-1133 от 26.03.2021.

С учетом выполненного технико-экономического сравнения, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой двух 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, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «ИЭСК».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Карлук.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018–2021 годов зафиксирована в 14:00 мск 16.12.2020 при ТНВ, равной -15,0 °С, и составила 32,92 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 205,8 % от $S_{ном}$ (или 164,6 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 11,6 МВт).

На период 2022–2027 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 7449,3 кВт (8277,0 кВА).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 41,197 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 257,5 % от $S_{ном}$ (или 206,0 % от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформатора и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 19,1 МВт).

В 2021 году были введены в работу ПС 220 кВ Столбово с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I, II цепь до ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,168 км каждая.

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1497 от 06.04.2022) к 2024 году, после завершения строительства ПС 35 кВ Садоводство и ввода в работу по проектной схеме, будет осуществлен перевод нагрузки ВЛ 10 кВ Карлук – Садоводство, ВЛ 10 кВ Карлук –

Тихий Плёс на ПС 220 кВ Столбово на постоянной основе. Также, в 2024 году, после строительства и ввода в работу ПС 35 кВ Пирс будет частично переведена нагрузка существующих потребителей ВЛ 10 кВ Карлук – Глазуново и ВЛ 10 кВ Карлук – Хомутово на ПС 220 кВ Столбово

Суммарный объем перевода нагрузки на ПС 220 кВ Столбово составит не менее 11,14 МВт (12,38 МВА).

С учётом осуществления перевода нагрузки на ПС 220 кВ Столбово, суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 28,817 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 180,1 % от $S_{\text{ном}}$ (или 144,1 % от длительно-допустимого значения). Объем ГАО – 7,93 МВт.

Таким образом, исключение перегрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Карлук в схемно-режимной ситуации при отключении одного из существующих трансформаторов может быть выполнено посредством реализации одного из вариантов. Указанные мероприятия также содержатся в утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ ИП ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 годы.

Первый вариант предполагает строительство новой ПС 35кВ и ЛЭП 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово и перераспределение нагрузки с ПС 110 кВ Карлук (с переводом на нее нагрузки не менее 9,3 МВт).

Второй вариант предусматривает замену на ПС 110 кВ Карлук трансформатора Т-1 16 МВА на трансформатор 25 МВА.

С учетом выполненного технико-экономического сравнения, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «ИЭСК».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Луговая.

В настоящий момент на подстанции установлены два трансформатора Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018–2021 годов зафиксирована в 07:00 мск 15.12.2021 при ТНВ, равной -24,4 °С, и составила 45,50 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 182,0 % от $S_{\text{ном}}$ (или 151,7 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 13,9 МВт).

На период 2022–2027 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2426,2 кВт (2695,8 кВА).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 48,19 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 192,8 % от $S_{\text{ном}}$ (или 160,7 % от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима

потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 16,4 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1330 от 29.03.2022) планируется осуществить перевод нагрузок ПС 110 кВ Луговая (яч. 20 и яч. 35) на ПС 220 кВ Светлая в размере 12,6 МВт (14 МВА).

С учётом осуществления перевода нагрузки на ПС 220 кВ Светлая, суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 34,19 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 136,8 % от $S_{ном}$ (или 114,0 % от длительно-допустимого значения). Объем ГАО – 3,77 МВт.

Таким образом, на перспективу до 2027 года существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 и Т-2 недостаточно.

Для устранения недопустимой перегрузки рассмотрен варианты, включающий в себя строительство распределительной сети 10 кВ от РУ 10 кВ ПС 220 кВ Светлая в сторону ПС Луговая со строительством РП 10 кВ и четырех КЛ 10 кВ и реконструкция РУ 10 кВ с установкой 4 ячеек на ПС 220 кВ Светлая.

Также рассмотрен вариант с реконструкцией ПС 110 кВ Луговая с заменой силовых трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА каждый.

С учетом выполненного технико-экономического сравнения, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой двух трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА каждый, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «ИЭСК».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мараканская.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018–2021 годов зафиксирована в 10:00 мск 19.06.2019 при ТНВ, равной +17,9 °С, и составила 8,31 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 131,9 % от $S_{ном}$ (или 129,7 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 1,47 МВт).

Следует отметить, что по информации собственника АО «Витимэнерго», в указанный день контрольного замера не было изменений топологии сети, влияющих на загрузку данного ЦП.

На период 2022–2027 годов по информации от собственника АО «Витимэнерго» заключенных договоров на технологическое присоединение нет.

Существующая схема сетей 35 кВ не позволяет перевести питание ПС 35 кВ на соседние центры питания.

В соответствии с информацией от собственника АО «Витимэнерго» существующая схема распределительных сетей 6 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП (письмо № 18-1/259 от 14.03.2022).

Таким образом, на перспективу до 2027 года существующей пропускной способности трансформатора Т-2 недостаточно для электроснабжения потребителей.

С учетом выполненного технико-экономического сравнения, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с заменой трансформатор Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Никольск.

ПС 110 кВ Никольск питается от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск.

На ПС установлены Т-1 110/10 кВ – ТМ-6300 с ПБВ $110 \pm 2 \times 2,5 \%$, 1974 года выпуска и Т-2 110/10 кВ – ТДТН-10000 с РПН $115 \pm 9 \times 1,78 \%$.

Для обеспечения качества электрической энергии у потребителей уровень напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск должен составлять 10,6 кВ в режиме наибольших нагрузок и 10,4 кВ в режиме наименьших нагрузок.

Уровень напряжения на шинах 110 кВ Иркутской ТЭЦ-10 в течение года находится в пределах 121,3–118,9 кВ. Из-за недостаточного диапазона регулирования ПБВ на Т-1 (I положение коэффициент 10,5) напряжение на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск превышает 11,5 кВ. Для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей, в течение всего года в работе находится Т-2 (10 МВА). По причине дефекта РПН Т-2, регулирование напряжения выполняется через шаг с отключением трансформатора, что не позволяет выдерживать необходимый диапазон напряжений на шинах 10 кВ. При выводе в ремонт Т-2 и плановых работах на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Никольск питание ПС 110 кВ Никольск производится от ПС 110 кВ Усть-Орда. При данном режиме уровень напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск также выше 11 кВ. В результате не обеспечено качество электроэнергии у потребителей, в том числе, у крупного социально-значимого потребителя – психиатрическая больница «Сосновый бор».

Для ликвидации выявленных проблем рекомендуются следующие мероприятия:

- замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности (6,3 МВА) с РПН $115 \pm 9 \times 1,78 \%$;

- ремонт (замена) устройства РПН Т-2;

- замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «ИЭСК».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Северная.

В настоящий момент на подстанции установлены два трансформатора Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Максимальная нагрузка ЦП по данным внеочередных замеров зафиксирована 31.12.2019 в 14:00 мск, в объеме 29,82 МВА, что соответствует нагрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 119,3 % от $S_{ном}$, (или 99,4 % от длительно-допустимого значения) что не превышает длительно допустимое значение.

На период 2022–2027 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 257,0 кВт (285,6 кВА).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 30,11 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 120,4 % от $S_{ном}$ (или 100,4 % от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 0,12 МВт).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как распределительные сети 10 кВ центральной части г. Братск обслуживает смежная ТСО АО «БЭСК», по информации которой (протокол согласительного совещания Минэнерго России по вопросу рассмотрения ИП ОАО «ИЭСК» от 06.10.2021 № 07-115-пр) возможность резервирования нагрузки ОАО «ИЭСК» по существующим КЛ 10 кВ АО «БЭСК» отсутствует.

Таким образом, на перспективу до 2027 года существующей пропускной способности трансформаторов Т-1 и Т-2 недостаточно. Для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети существуют два варианта.

Первый предусматривает строительство четырех кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная до РУ 10 кВ ПС 110 кВ Западная.

Второй вариант предусматривает реконструкцию ПС 110 кВ Северная с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на новые трансформаторы 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый.

Учитывая факт приобретения и получения ОАО «ИЭСК» двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый, а также письма Министерства от 16.04.2020 № 02-58-4005/20, в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы ОАО «ИЭСК» рассматривался вопрос целесообразности реализации мероприятия по установке двух трансформаторов мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Северная. В связи с утверждением инвестиционной программы ОАО «ИЭСК» приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ целесообразность установки двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый в данной работе не выполняется.

В 2022 году выполнена замена трансформатора Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА.

С учетом выполненного технико-экономического сравнения, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам, учитывая факт приобретения ОАО «ИЭСК» трансформаторов в 2019 году (счет-фактура № С5-05306/05 от 13.06.2019).

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «ИЭСК».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Кроме того, ПС 110 кВ Северная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в

бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, это приводит к кратковременному ограничению электроснабжения потребителей центрального района г. Братск, подключенных к ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I, II цепь с отпайками (ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Западная). С учетом вышеизложенного, предлагается выполнить на ПС 110 кВ Северная замену ОД-110 и КЗ-110 на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве двух штук и замену ячеек КРУ 10 кВ.

Для устранения несоответствия требованиям ПУЭ и обеспечения дальним резервированием защит трансформаторов Т-1 и Т-2 необходимо выполнить реконструкцию РЗ линий ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная II цепь с отпайками, питающих ПС 110 кВ Северная.

Указанное мероприятие необходимо для осуществления ТУ на ТП к электрической сети.

ПС 110 кВ Черноруд.

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

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.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018–2021 годов зафиксирована в 15:00 мск 15.12.2021 при ТНВ, равной $-24,4^{\circ}\text{C}$, и составила 14,370 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 143,7 % от $S_{\text{ном}}$ (или 119,7 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 2,1 МВт).

На период 2022–2027 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 1018,4 кВт (1131,6 кВА) – с учетом заключенных договоров на ПС 35 кВ Хужир и 98,0 кВт (108,9 кВА) без учета заключенных договоров на ПС 35 кВ Хужир.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 15,638 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 155,0 % от $S_{\text{ном}}$ (или 129,1 % от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформатора и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 3,1 МВт).

Таким образом, на перспективу до 2027 года существующей пропускной способности трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы недостаточно для электроснабжения потребителей.

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1497 от 06.04.2022) возможность перевода нагрузки с ПС 110 кВ Еланцы по сетям 10-35 кВ отсутствует.

В связи с тем, что ПС 110 кВ Еланцы имеет связь по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Черноруд, разработка мероприятий по устранению недопустимой перегрузки была осуществлена комплексно для рассматриваемого района.

В настоящий момент на ПС 110 кВ Черноруд установлены трансформаторы Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018–2021 годов зафиксирована в 15:00 мск 15.12.2021 при ТНВ, равной $-24,4^{\circ}\text{C}$, и составила 4,66 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 116,5 % от $S_{\text{ном}}$ (или 97,1 % от длительно-допустимого значения).

Питание Т-1 ПС 110 кВ Черноруд осуществляется отпайкой от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь, Т-2 ПС 110 кВ Черноруд – 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.

На период 2022–2027 годов суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 746,8 кВт (829,8 кВА).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит 5,49 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 137,3 % от $S_{\text{ном}}$ (или 114,4 % от длительно-допустимого значения).

От ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир осуществляется питание ПС 35 кВ Хужир (2×4 МВА) (о. Ольхон), ПС 35 кВ Паромная переправа (1×0,4 МВА), ПС 35 кВ Семь сосен (1×0,1 МВА), ПС 35 кВ КФХ Венцак (1×0,1 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).

Из-за частых аварийных отключений ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы с отпайками I цепь нагрузка ПС 110 кВ Черноруд переключается на ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир.

Кроме того, на период 2023–2027 годов имеются заключенные договоры на технологическое присоединение потребителей от ПС 35 кВ Хужир. Суммарный прирост мощности с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 920,4 кВт (1022,7 кВА).

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 на шести ПС (установку трех выключателей 35 кВ на трех ПС, организация каналов связи РЗА, установку новых защит, реконструкцию СОПТ). Кроме того, длина ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) составляет 90 км, с ростом нагрузки падение напряжения составит 14 %, что приведет к проблемам качества напряжения у потребителей, соответственно потребуется установка БСК с АОСН.

Таким образом, можно выделить основные проблемы рассматриваемого района:

– недопустимая перегрузка трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА ПС 110 кВ Еланцы при аварийном отключении Т-1;

– недопустимая перегрузка трансформатора 35/10 кВ Т-2 мощностью 4 МВА ПС 110 кВ Черноруд при аварийном отключении Т-1;

– недостаточная пропускная способность сети 35 кВ в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы с отпайками I цепь в зимнем максимуме (нагрузка ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) увеличивается свыше допустимого значения, падение напряжения составит 14 %).

В работе рассмотрены два варианта решения выявленных проблем.

Вариант 1:

– замена существующего силового трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы мощностью 1×10 МВА на новый трансформатор мощностью 1×16 МВА;

– замена существующего силового трансформатора 35/10 кВ Т-2 ПС 110 кВ Черноруд мощностью 1×4 МВА на новый трансформатор мощностью 1×6,3 МВА;

– установка БСК на ПС 35 кВ Хужир мощностью 2×1 МВА с АОСН и на ПС 110 кВ Черноруд мощностью 2×1 МВА с АОСН;

– организация ВЧ-канала связи на шести ПС 35 кВ с ВЧ-обработкой, на четырех ПС 35 кВ с установкой семи комплектов основных ВЧ-защит (вариант организации каналов ВОЛС не рассматривается, т. к. является более дорогостоящим из-за необходимости подводной прокладки ВОЛС на о. Ольхон);

– реконструкция трех ПС 35 кВ с установкой выключателей 35 кВ, защит трансформаторов, СОПТ.

Вариант 2:

– реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с заменой существующего силового трансформатора 35/10 кВ Т-2 на трансформатор 110/35/10 кВ;

– 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 12,213 МВА: 4,66 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Черноруд) + 5,7 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) + 0,83 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 110 кВ Черноруд) + 1,023 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 35 кВ Хужир). С учетом эффекта совмещения нагрузок мощность вновь устанавливаемого трансформатора составит 16 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Еланцы после перевода питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд составит 7,65 МВА: 14,37 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Еланцы) – 5,7 МВА (нагрузка переводимой

ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) – 1,023 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 35 кВ Хужир), что соответствует загрузке трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы при отключении трансформатора Т-1 равной 76,5 % от $S_{ном}$ (или 63,8 % от длительно-допустимого значения).

С учетом выполненного технико-экономического сравнения, наиболее целесообразным является вариант 2, предусматривающий реконструкцию ПС 110 кВ Черноруд. Таким образом, для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

- перевод ПС 110 кВ Черноруд на проектную схему с заменой существующего силового трансформатора 35/10 кВ Т-2 мощностью 1×4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 1×16 МВА;

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

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «ИЭСК».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [1] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 14 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Иркутской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 14 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ 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	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	588,0	413,0	220	2024	ПС 220 кВ Слюдянка ПС 220 кВ Байкальск ПС 220 кВ Речушка/т 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	2023	ПС 220 кВ Витим
			1,5	6,1	110	2023	ПС 110 кВ Кропоткинская
3	Центр обработки данных	ООО «Сибмайн И»	0,0	110,0	500	2023	Братский ПП 500 кВ
			0,0	30,0	220	2023	ПС 220 кВ УП-15
Более 50 МВт							
4	ООО «Гринфилд»	ООО «Гринфилд»	0,0	90,0	220	2025	Братская ГЭС ПС 220 кВ Заводская
5	Усть-Кутский завод полимеров	ООО «ИНК»	0,0	70,0	220	2023	ПС 500 кВ Усть-Кут
6	ООО «ИНК» (ПС 220 кВ Рассолы (ЗНХ))	ООО «ИНК»	0,0	65,0	220	2024	ПС 220 кВ НПС-7 ПС 220 кВ НПС-9
7	ПАО «Газпром» (ПС 220 кВ Ковыкта)	ПАО «Газпром»	0,0	56,5	220	2023	ПС 500 кВ Усть-Кут

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	67998	73506	74898	75701	76453	77089
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	5508	1392	803	752	636
Годовой темп прироста, %	–	8,10	1,89	1,07	0,99	0,83

Потребление электрической энергии по энергосистеме Иркутской области прогнозируется на уровне 77089 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,83 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 5508 млн кВт·ч или 8,10 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 636 млн кВт·ч или 0,83 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Иркутской области представлены на рисунке 4.

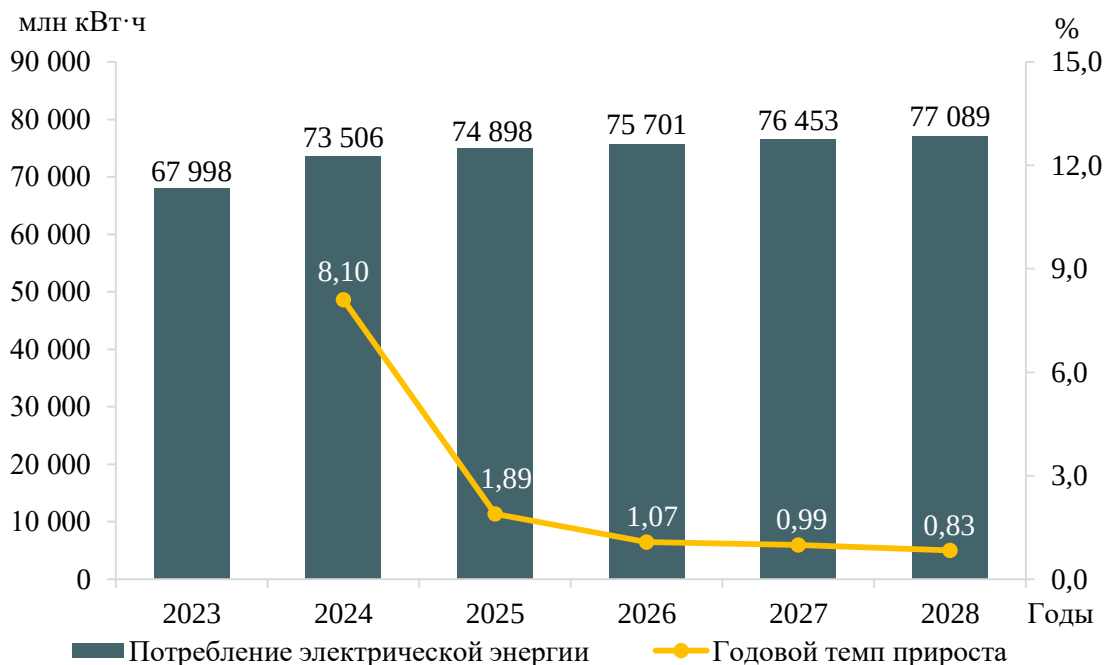


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- вводом новых промышленных потребителей, наибольший прирост потребления ожидается на золотодобывающем предприятии ООО «Полус Сухой Лог»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- развитием центров обработки данных.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	10339	11017	11162	11176	11302	11327
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	678	145	14	126	25
Годовой темп прироста, %	–	6,56	1,32	0,13	1,13	0,22
Число часов использования максимума потребления мощности	6577	6672	6710	6774	6765	6806

Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области к 2028 году прогнозируется на уровне 11327 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,48 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 678 МВт или 6,56 %, что обусловлено реализацией развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»; наименьший – 14 МВт или 0,13 % в 2026 году.

Характер режима электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6806 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленных производств (свыше 59,3 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

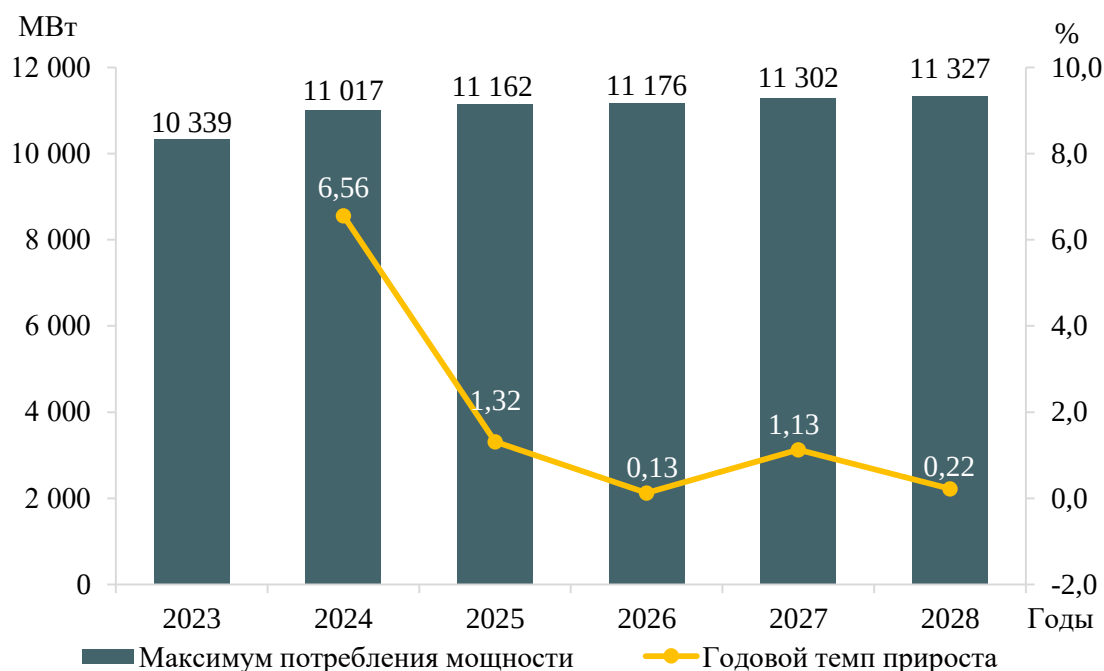


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 761,7 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Иркутской области в период 2023–2028 годов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Иркутской области	35,0	176,7	–	–	–	550,0	761,7
ТЭС	35,0	176,7	–	–	–	550,0	761,7

В связи с интенсивными планами по технологическому присоединению новых крупных потребителей планируется сооружение новой ТЭС с двумя энергоблоками установленной мощностью 275 МВт каждый в 2028 году, месторасположение которой будет определено в рамках решений Правительства Российской Федерации.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Иркутской области в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2023–2028 годов планируется в объеме 50,8 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Иркутской области в 2028 году составит 13903 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Иркутской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 18. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Иркутской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Иркутской области	13153,4	13353,0	13353,0	13353,0	13353,0	13903,0
ГЭС	9160,7	9183,6	9183,6	9183,6	9183,6	9183,6
ТЭС	3992,7	4169,4	4169,4	4169,4	4169,4	4719,4

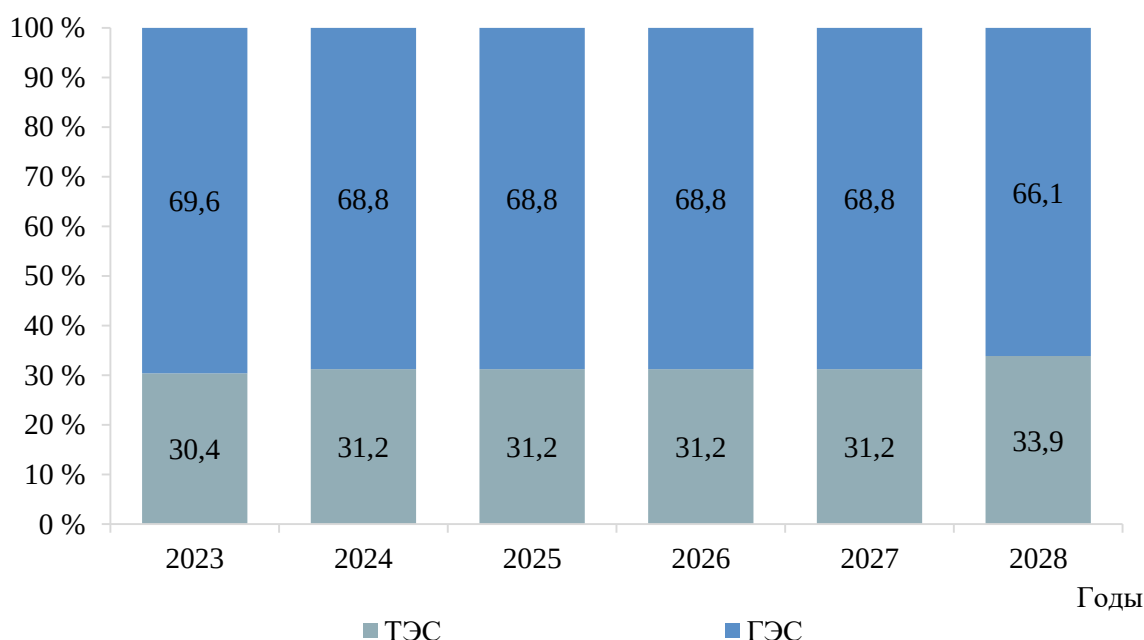


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Иркутской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 200 МВА	ОАО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	200	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	ОАО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «ИЭСК»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	35,752	–	–	–	–	–	35,752	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	35,752	–	–	–	–	–	35,752	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	х	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателей, разъединителей, ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук и ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора мощностью 250 МВА	ОАО «ИЭСК»	500	МВА	1×250	–	–	–	–	–	250	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	ОАО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	58	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×30	–	–	–	–	–	30	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	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	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110кВ мощностью 12 Мвар каждая	ОАО «ИЭСК»	110	Мвар	1×30 2×12	–	–	–	–	–	54	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110кВ мощностью 15 Мвар каждая	ОАО «ИЭСК»	110	Мвар	1×10 2×15	–	–	–	–	–	40	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройств АОСН с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка ориентировочной протяженностью 12,662 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	12,662	–	–	–	–	–	12,662	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, ШСВ-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
19	Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, СП-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
20	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой устройств РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
22	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оек с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оек с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
27	Создание на ПС 110 кВ Усть-Орда устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
28	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	20,289	–	–	–	–	–	20,289	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
29	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	15,205	–	–	–	–	–	15,205	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
30	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,786 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	16,786	–	–	–	–	–	16,786	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
31	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 23,88 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	23,88	–	–	–	–	–	23,88	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
32	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово с заменой шинного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
33	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
34	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
35	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
36	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
37	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
38	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
39	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
40	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
41	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
42	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой ТТ ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
43	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан с действием на ОН; – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение 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 20 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Иркутской области.

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	ОАО «ИЭСК»	500	МВА	1×250	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,09
2	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»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	501	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ООО «ИНК», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229
													ООО «ИНК»	–	65
													ПАО «Газпром»	–	56,5
													ПАО «Высочайший»	–	20
3	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	480	–	–	–	–	–	480	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229
													ОАО «РЖД»	–	213,7
													ООО «ИНК»	–	65
4	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	480		ПАО «Газпром»	–	56,5
													ПАО «Высочайший»	–	20
5	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 294 км	ПАО «Россети»	500	км	–	294	–	–	–	–	294	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229
													ОАО «РЖД»	–	213,7
													ПАО «Газпром»	–	56,5
													ПАО «Высочайший»	–	20
6	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	ПАО «Иркутскэнерго»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229
													ОАО «РЖД»	–	213,7
													ПАО «Высочайший»	–	20
7	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»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229
													ОАО «РЖД»	–	213,7
													ПАО «Газпром»	–	56,5
													ПАО «Высочайший»	–	20
8	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полус Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229
													ОАО «РЖД»	–	213,7
													ООО «ИНК»	–	65
9	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на проектное напряжение 500 кВ	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	х		ПАО «Газпром»	–	56,5
													ПАО «Высочайший»	–	20

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
10	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
11	Строительство ПС 220 кВ Рассолы с двумя трансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый	ООО «ИНК»	220	МВА	–	2×80	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	65
12	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I (II) цепь с отпайками на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы ориентировочной протяженностью 0,8 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,8	–	–	–	–	1,6				
13	Строительство ПС 220 кВ Чертово Кoryто с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Тонода»	220	МВА	–	–	2×80	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Тонода»	АО «Тонода»	–	32
14	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 на ПС 220 кВ Чертово Кoryто ориентировочной протяженностью 6,158 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×6,158	–	–	–	12,316				
15	Строительство ПС 220 кВ Речушка/т с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	22,59
			110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40				
16	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ОАО «ИЭСК»	220	км	2×1	–	–	–	–	–	2				
17	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка/т ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ОАО «ИЭСК»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2				
18	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей Особая экономическая зона Иркутск	Особая экономическая зона Иркутск	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
19	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ с тремя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ГринФилд»	220	МВА	–	–	3×63	–	–	–	189	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ГринФилд»	АО «ГринФилд»	–	90
20	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 с отпайкой на ПС СЭМЗ от оп. 19 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 6 км			км	–	–	6	–	–	–	9				
21	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 2 ориентировочной протяженностью 2 км			км	–	–	2	–	–	–					
22	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 220 кВ СЭМЗ с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская ориентировочной протяженностью 1 км	ОАО «ИЭСК»	км	–	–	1	–	–	–						
23	Реконструкция ПС 220 кВ Чудничный с установкой третьего трансформатора 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
24	Реконструкция ПС 220 кВ Улькан с установкой трансформатора 220/55/27,5 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
25	Строительство ПС 220 кВ Ковыкта с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Газпром»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	56,5
26	Строительство двух ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта ориентировочной протяженностью 259,16 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	2×259,16	–	–	–	–	–	518,32				
27	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 потребителей ООО «Полюс Сухой Лог»	ООО «Полюс Сухой Лог»	–	229
28	Строительство двух ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим ориентировочной протяженностью 4,2 км каждая			км	2×4,2	–	–	–	–	–	–				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
29	Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/35 кВ и АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	220	МВА	2×200	–	–	–	–	–	400	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
30	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ОАО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	200	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
31	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	ОАО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	200	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
32	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода ошиновки СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
33	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, провода ошиновки и разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
34	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода 1СШ 110 кВ и 2СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
35	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой ТТ ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
36	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой оборудования ячеек ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
37	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	60,078	–	–	–	–	–	60,078	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
38	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	64,91	–	–	–	–	–	64,91	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
39	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей МБОУ «ЧСОШ»	МБОУ «ЧСОШ»	–	0,75
		ОАО «ИЭСК»	х	х	–	х	–	–	–	–	х		ИП Рыкова Т.В.	–	0,15
40	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ТСН «Локомотив», ООО «Сибэкспорт», ПЖСК «Падь Чадкова», СНТ «Излучина», ООО «Русское поле», СНТ «Баргузин», ООО «ИРЗ», ООО «Стройпромснаб»	ТСН «Локомотив»	–	0,25
													ООО «Сибэкспорт»	–	0,6
													ПЖСК «Падь Чадкова»	–	0,84
													ИП Ванаков Д.А.	–	0,24
													физ.лицо	–	0,15
													ИП Рогов И.В.	–	0,67
													СНТ «Излучина»	–	0,56
													ООО «Русское поле»	–	0,42
													СНТ «Баргузин»	–	0,795
													ООО «ИРЗ»	–	1
													ООО «Стройпромснаб»	–	0,15
41	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	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей КУМИ Иркутского района, АО Специализированный застройщик «ФСК «Новый город»	КУМИ Иркутского района	–	1,2
													КУМИ Иркутского района	–	0,3
													АО Специализированный застройщик «ФСК «Новый город»	–	0,4
													ИП Карнаухов А.И.	–	0,15
													ИП Катков Б.Б.	–	0,15
													ОГКУ «Единый заказчик в сфере строительства Иркутской области»	–	0,4217
42	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформатора Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОГКУ «Единый заказчик в сфере строительства Иркутской области», ООО Компания СМП, Администрация МО «Жигаловский район»	ООО Компания СМП	–	0,75
													Администрация МО «Жигаловский район»	–	0,23

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
43	Строительство ПС 110 кВ Красный с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Красный»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Красный»	ООО «Красный»	–	15
44	Строительство ВЛ 110 кВ Артемовская – Красный	ООО «Красный»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
45	Реконструкция ПС 110 кВ Вернинская с установкой третьего трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА	АО «Витимэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полус Вернинское»	АО «Полус Вернинское»	–	27,9
46	Строительство второй ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская с отпайкой на РП Полус ориентировочной протяженностью 19,5 км	АО «Витимэнерго»	100	км	19,5	–	–	–	–	–	19,5				
47	Строительство ПС 110 кВ ГОК Светловский с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Высочайший»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Высочайший»	ПАО «Высочайший»	–	20
48	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК Светловский ориентировочной протяженностью 61 км	ПАО «Высочайший»	110	км	–	1×61	–	–	–	–	61				
49	Строительство ПС 110 кВ Тепличная с трансформатором 110 кВ мощностью 25 МВА	ООО ТК «Саянский»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО ТК «Саянский»	ООО ТК «Саянский»	–	21,887
50	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Ока I цепь с отпайкой на ПС ЗСХК до ПС 110 кВ Тепличная	ООО ТК «Саянский»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
51	Строительство ПС 110 кВ Звезда с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФКУЗКС Министерства обороны РФ	ФКУЗКС Министерства обороны РФ	1	9
52	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б)на ПС 110 кВ Звезда ориентировочной протяженностью 1,8 км и 5,8 км	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	км	1×1,8 1×5,8	–	–	–	–	–	7,6				
53	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ЗАО «СЭМЗ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЗАО «СЭМЗ»	ЗАО «СЭМЗ»	–	37
54	Строительство отпайки от отпайки на ПС 110 кВ СТЭМИ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I цепь с отпайками и отпайки на ПС 110 кВ СТЭМИ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Индустриальная	ЗАО «СЭМЗ»	110	км	1	–	–	–	–	–	1				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
55	Строительство ПС 110 кВ ГПП с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФКП «УЗКС МО РФ»	ФКП «УЗКС МО РФ»	–	8,2553
56	Строительство отпаяк 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				
57	Строительство ПС 110 кВ УИЦКК с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	110	МВА	2×125	–	–	–	–	–	250	Обеспечение выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителей АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	–	94,28
58	Строительство двух ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – УИЦКК ориентировочной протяженностью 1,6 км каждая	АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	110	км	2×1,6	–	–	–	–	–	3,2				
59	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Саянскхимпласт»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт»	АО «Саянскхимпласт»	–	36,8
60	Строительство отпаяк от ВЛ 110 Ново-Зиминская ТЭЦ – ГПП-2 Зелёная и ВЛ 110 Ново-Зиминская – ГПП-2 Синяя до ПС 110 кВ ГПП-3 ориентировочной протяженностью 1 км каждая	АО «Саянскхимпласт»	110	км	–	2×1	–	–	–	–	2				
61	Строительство ПС 110 кВ Технопарк с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «УК индустриального технопарка «Усолё-Промтех»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «УК индустриального технопарка «Усолё-Промтех»	ООО «УК индустриального технопарка «Усолё-Промтех»	–	20
62	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолё-Сибирское с отпайками (ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолёская) и ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками до ПС 110 кВ Технопарк	ООО «УК индустриального технопарка «Усолё-Промтех»	110	км	–	х	–	–	–	–	х				
63	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-2 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Газпром»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	13,5
64	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-2 ориентировочной протяженностью 13,5 км	ПАО «Газпром»	110	км	2×13,5	–	–	–	–	–	27		ПАО «Газпром»	–	13,5
65	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Газпром»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20		ПАО «Газпром»	–	8,5
66	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-3 ориентировочной протяженностью 15,5 км	ПАО «Газпром»	110	км	2×15,5	–	–	–	–	–	31		ПАО «Газпром»	–	8,5

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
67	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-1 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Газпром»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	32		ПАО «Газпром»	–	9,05
68	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-1 ориентировочной протяженностью 32 км	ПАО «Газпром»	110	км	–	2×32	–	–	–	–	64		ПАО «Газпром»	–	9,05
69	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-45 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Газпром»	110	МВА	–	–	–	2×16	–	–	32		ПАО «Газпром»	–	14
70	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-45 ориентировочной протяженностью 15,5 км	ПАО «Газпром»	110	км	–	–	–	2×15,5	–	–	31		ПАО «Газпром»	–	14
71	Реконструкция ПС 110 кВ Мегет с заменой двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	9,106
72	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 потребителей ИП Полторанос А.П.	ИП Полторанос А.П.	–	38
73	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	ОАО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
74	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	ОАО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
75	Установка на ПС 110 кВ Синергия СКРМ мощностью 80 Мвар	ИП Полторанос А.П.	110	Мвар	1×80	–	–	–	–	–	80				
76	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра протяженностью 1,4 км каждая (АС-185/29), демонтаж отпаяк на ПС 110 кВ Нюра от ВЛ 110 кВ Тулушка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками, суммарной ориентировочной протяженностью 2 км	ОАО «ИЭСК»	110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	2,8	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
77	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 КВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,4 км	ОАО «ИЭСК»	110	км	2,4	–	–	–	–	–	2,4	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
78	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
79	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с переключением обмоток ТТ с 600/5 А на 1200/5 А ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
80	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная ориентировочной протяженностью 15 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	15	–	–	–	–	–	15	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
81	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками (на участке от ПС 110 кВ Мегет до ПС 220 кВ Ново-Ленино) ориентировочной протяженностью 19 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	19	–	–	–	–	–	19	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
82	Реконструкция ВЛ 110 кВ Опорная – Турма ориентировочной протяженностью 0,206 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	0,206	–	–	–	–	–	0,206	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
83	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
84	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	ОАО «ИЭСК»	110	км	23	–	–	–	–	–	23	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
85	Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хребтовая с приведением к схеме одна секционированная система шин	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
86	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 5,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	км	–	2×2,6	–	–	–	–	5,2	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
87	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I цепь и II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
88	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
89	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
90	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×15	–	–	–	–	15	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
91	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ в РУ 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
92	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ ориентировочной протяженностью 11 км и ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад ориентировочной протяженностью 14 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	11	–	–	–	–	–	11	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс»	ОАО «РЖД»	–	–
				АО «Саянскхимпласт»	–	–									
				км	14	–	–	–	–	14	ЗАО «Техноинвест Альянс»		–	–	
93	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
94	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110кВ мощностью 29 Мвар каждая	ОАО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	58	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
95	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с заменой оборудования ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НПС-17 (С-59) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
96	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
97	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
98	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
99	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателей, разъединителей, ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук и ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
100	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	ОАО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
101	Реконструкция ПС 110 кВ ВРЗ с заменой ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
102	Реконструкция ПС 110 кВ Водопад с заменой ошиновки, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
103	Реконструкция ПС 110 кВ Куйтун с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулушка с отпайкой на ПС Майская с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
104	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ и ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
105	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
106	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
107	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
108	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
109	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
110	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
111	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
112	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
113	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
114	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
115	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
116	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово с заменой шинного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
117	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 16,786 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	16,786	–	–	–	–	–	16,786	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
118	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 23,88 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	23,88	–	–	–	–	–	23,88	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
119	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	20,289	–	–	–	–	–	20,289	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-
120	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	15,205	–	–	–	–	–	15,205	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	-	-

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [1] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России –и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Артемовская с заменой трансформатора Т–2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «Витимэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
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	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформатора Т–1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	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	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т–1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т–1 110/10/10 кВ и Т–2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	2×32	–	–	–	–	–	64	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с заменой трансформатора Т–2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витимэнерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой трансформатора Т–1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА с ПБВ на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА с РПН без увеличения трансформаторной мощности	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
10	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом на проектное напряжение 110 кВ	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

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

В таблице 22 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [2].

Таблица 22 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство трех ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Сухой Лог до Новоленской ТЭС ориентировочной протяженностью 100 км каждая ¹⁾	220	км	–	–	–	–	–	3×100	300	Новоленская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	550

Примечание – ¹⁾ Месторасположение ТЭС будет определено в рамках решений Правительства Российской Федерации.

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 мероприятий на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе мероприятие, которое требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем [3];
- Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов [4].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2022 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 – 12 %.

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 № 10 [5]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2022 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз) и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (базовый прогноз), в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [6], п. 381, (таблица 23).

Таблица 23 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы				
			2018	2019	2020	2021	4 кв. 2022
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019	105,3	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020	–	106,8	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2021	–	–	105,6	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.09.2022	–	–	–	104,9	113,9

5.1 Техничко-экономическое сравнение вариантов развития сетей для транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово

Сравнение вариантов выполнено за период 2023–2043 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 (Справочник по проектированию электрических сетей [7]):

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

Таблица 24 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2022 года, 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 (создание устройств АОПО АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово)									
Создание устройств АОПО АТ-1 на ПС 220 кВ Черемхово	–	–	–	110	–	–	–	–	5,95
Создание устройств АОПО АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово	–	–	–	110	–	–	–	–	
Создание на ПС 220 кВ Черемхово УПАСК (ПРД)	–	–	–	–	–	–	–	–	
Создание на ПС 110 кВ Огнеупоры УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	1,16
Создание на ПС 110 кВ Лесозавод УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	1,16
Создание на ПС 110 кВ Жаргон УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	1,16
Создание на ПС 110 кВ Кутулик УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	2,57
Создание на ПС 110 кВ Головинская УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	1,16
Создание на ПС 110 кВ Свирск УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	1,16
Итого по варианту № 1									14,32
Вариант № 2 (замена ТТ в ячейках 110 кВ АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово)									
Замена ТТ на ПС 220 кВ Черемхово в ячейке 110 кВ АТ-1 на ТТ с номинальным током не менее 705 А	–	–	–	110	–	–	–	–	8,37
Замена ТТ на ПС 220 кВ Черемхово в ячейке 110 кВ АТ-2 на ТТ с номинальным током не менее 705 А	–	–	–	110	–	–	–	–	
Итого по варианту № 2									8,37

Таблица 25 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	14,32	8,37
То же в %	171 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	16,90	9,88
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	20,63	12,06
То же в %	171 %	100 %

Таблица 26 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития электрической сети для транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово в ценах 4 кв. 2022 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	14,32	14,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ	14,32	14,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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		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.	16,90	0,00	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
в том числе:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ	16,90	0,00	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	31,22	14,32	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Ставка дисконтирования, %	12,00																					
Коэффициент дисконтирования		1	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	20,63	14,32	0,75	0,67	0,60	0,54	0,48	0,43	0,38	0,34	0,30	0,27	0,24	0,22	0,19	0,17	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09

Таблица 27 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития электрической сети для транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово в ценах 4 кв. 2022 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>8,37</i>	8,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	8,37	8,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>9,88</i>	0,00	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
в том числе:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ	9,88	0,00	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>18,25</i>	8,37	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Ставка дисконтирования, %	12,00																					
Коэффициент дисконтирования		1	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>12,06</i>	8,37	0,44	0,39	0,35	0,31	0,28	0,25	0,22	0,20	0,18	0,16	0,14	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05

Как видно из таблицы 25, наиболее экономичным вариантом развития сетей для транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово 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.

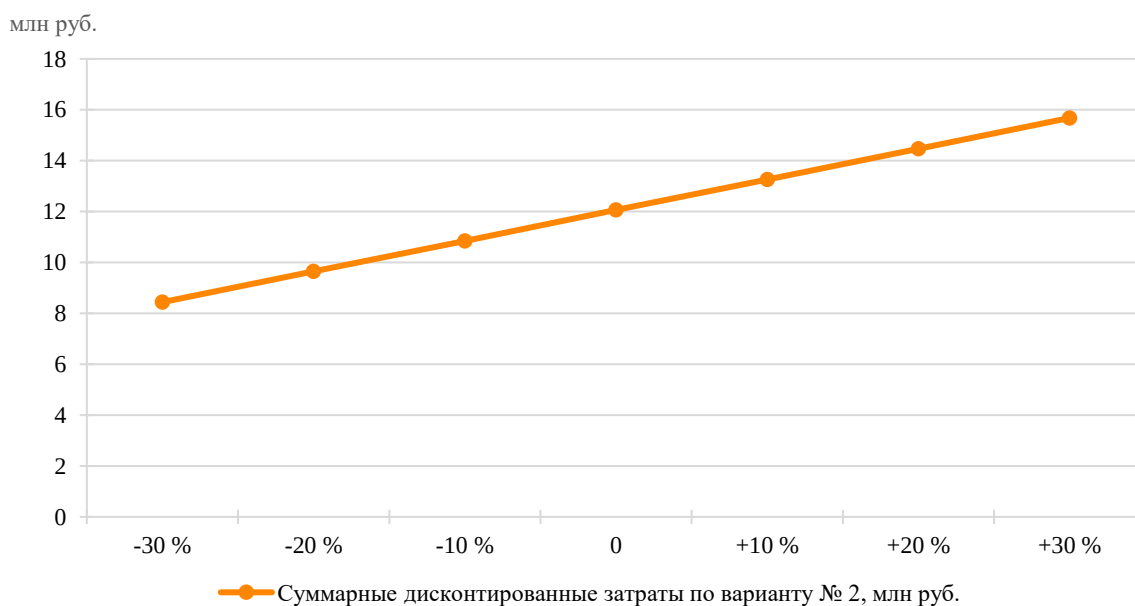
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

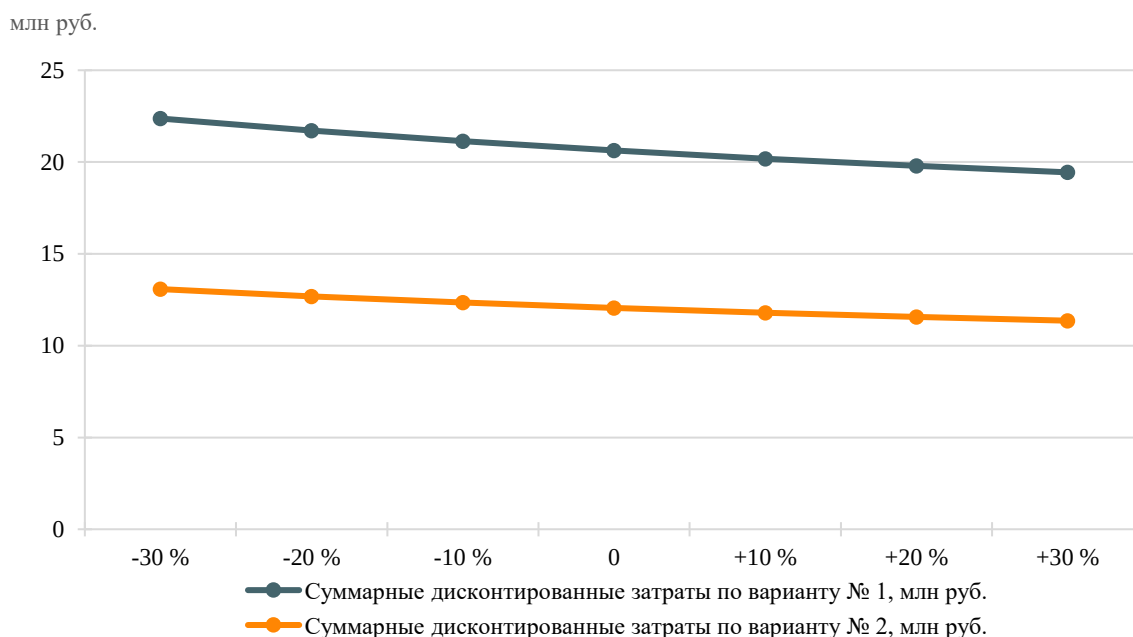
Зависимость суммарных дисконтированных затрат варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат по представлена на рисунке 7.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	8	10	11	12	13	14	16

Рисунок 7 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования по представлена на рисунке 8.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	22	22	21	21	20	20	19
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	13	13	12	12	12	12	11

Рисунок 8 – 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 32 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от -30 % до +30 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 8 % (уменьшение базового показателя на 30 %) вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 71 %. При ставке дисконтирования 16 % (увеличение базового показателя на 30 %) вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 71 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 технических решений по развитию сетей для транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово 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) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта корректировки инвестиционной программы ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 17.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденных приказом Минэнерго России от 31.10.2022 № 13@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@;

5) утвержденных распоряжением министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 31.10.2022 № 58-479-мр изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Витимэнерго» на 2022–2024 годы, утвержденную распоряжением министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 29.10.2021 № 58-300-мр;

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

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

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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 в долгосрочной перспективе, 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 2028 году в объеме 76873 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,83 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области к 2028 году увеличится и составит 11327 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,48 %.

Наиболее высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Иркутской области прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления ОАО «РЖД» за счет реализации развития железных дорог Восточного полигона.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6577–6806 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 761,7 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области в 2028 году составит 13903 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 2781,914 км, трансформаторной мощности 3939,1 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

2. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (ред. от 14.03.2022) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003) : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 281 «Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 04.08.2022).

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

7. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро – Москва : ЭНАС, 2012. – 364, [12] с. – ISBN 978-5-4248-0049-8. – Текст : непосредственный.

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Иркутской области												
Братская ГЭС	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			—								
		1	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		2	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		3	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		4	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		5	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		6	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		7	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		8	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		9	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		10	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		11	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		12	PO-662-BM-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		13	PO-115-B-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		14	PO-115-B-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		15	PO-115-B-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		16	PO-115-B-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		17	PO-115-B-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		18	PO-115-B-558		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	
Иркутская ГЭС	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			—								
		1	Пр 32-B-720		82,8	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	Перемаркировка 31.01.2022
		2	Пр 32-B-720		107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	
		3	ПЛ1577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	
		4	ПЛ1577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	
		5	ПЛ1577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	
		6	ПЛ1577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	
		7	ПЛ1577-ВБ-720 (Пр 32-B-720)		82,8	105,7	105,7	105,7	105,7	105,7	105,7	Модернизация в 2023 г.
		8	ПЛ1577-ВБ-720 (Пр 32-B-720)		82,8	82,8	105,7	105,7	105,7	105,7	105,7	Модернизация в 2024 г.
Установленная мощность, всего		—	—		687,1	734,7	757,6	757,6	757,6	757,6	757,6	
Усть-Илимская ГЭС	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			—								
		1	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		2	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		3	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		4	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		5	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		6	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		7	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		8	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		9	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
		10	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		11	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		12	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		13	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		14	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		15	PO-100/810-BM-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		16	PO-100/810-BM-550		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-BM-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	
		2	ПЛ-642-BM-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	
		3	ПЛ-642-BM-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	
		4	ПЛ-642-BM-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	
Установленная мощность, всего			—		—	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
Иркутская ТЭЦ-11	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	ПТ-25-90/10		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		2	ПТ-25-90/10		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	
		4	T-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	P-50-130-1		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	T-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		8	T-100-130-1		79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	
Установленная мощность, всего			—		—	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3
Иркутская ТЭЦ-9	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	P-50-130/15		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	P-50-130/15		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	T-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	T-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	T-100/110-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	P-100-130/15		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
Иркутская ТЭЦ-6	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	ПТ-60-130/13		60,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация в 2023 г.
		2	P-50-130/13		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	
		4	P-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	P-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего			—		—	270,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0
Шелеховский уч-к Ново-Иркутской ТЭЦ (Иркутская ТЭЦ-5)	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	AP-6-35/6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	AP-6-35/3		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	AP-6-35/3		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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Иркутская ТЭЦ-16	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	ПР-6-35-10/1,2		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	
Уч-к ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6 (Иркутская ТЭЦ-7)	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	АР-6-35/5		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	Р-6-3,4/0,5-1		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	
Ново-Иркутская ТЭЦ	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	ПТ-60/75-130/13		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	
		3	Т-175/210-130		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	
		5	Т-185/220-130		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	
Иркутская ТЭЦ-10	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	ВПТ-50-2 (ПТ-60-90/13)		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		3	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		4	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		5	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		6	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		7	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
	8	ПВК-150 (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	
Усть-Илимская ТЭЦ	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	Т-100/120-130-3		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	
		5	Т-110/120-130-3		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	
Ново-Зиминская ТЭЦ	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь								
		1	ПТ-80/100-130/13		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	
		3	ПТ-80/100-130/13		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ Теплоснабжение (ТЭЦ Байкальского целлюлозно-бумажного комбината)	ООО «Теплоснабжение»			Уголь, мазут									
		1	P-12-35/5		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		
		2	P-12-35/5		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		
		4	ПР-16-90/10/0,9		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	P-6-35/6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	P-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		3	P-6-35/10		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		
ТЭЦ-3 Братского ЛПК Филиала АО «Группа «Илим» в Братске»	Филиал АО «Группа «Илим» в Братске»			Кора и древесные отходы, черный щелок									
		1	P-32-8,8/0,65		32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0		
		2	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		3	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		4	P-27-8,8/1,35		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		
ТЭС Филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимск	АО «Группа «Илим»			Кора и древесные отходы, черный щелок									
		1	P-12-35/5M		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		2	P-12-35/5M		8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4		
		3	ПР-6-35/15/5M		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		4	ПР-6-35/15/5M		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		5	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		6	ТГ			35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	44,4	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	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		2	ЭГЭС-12С - 12000 №2				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		3	ЭГЭС-12С - 12000 №3				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		4	ЭГЭС-12С - 12000 №4				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		5	ЭГЭС-12С - 12000 №5				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		6	ЭГЭС-12С - 12000 №6				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–			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	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		2	ГТА УРАЛ - 6000 №2				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		3	ГТА УРАЛ - 6000 №3				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		4	ГТА УРАЛ - 6000 №4				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		6	САТУРН ГТА-6РМ №6				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		7	САТУРН ГТА-6РМ №7				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		9	МОТОР СИЧ №9				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		10	МОТОР СИЧ №10				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		11	ЭГЭС-12С №11				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		12	ЭГЭС-12С №12				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
Установленная мощность, всего			–		–	–			72,0	72,0	72,0	72,0	72,0

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Ичѣдинская ГТЭС	ООО «Иркутская нефтяная компания»	1	ПАЭС-2500 №1				2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		2	ПАЭС-2500 №2				2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		3	ПАЭС-2500 №3				2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		4	ПАЭС-2500 №4				2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		5	САТУРН ГТА-6PM №5				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		6	САТУРН ГТА-6PM №6				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		7	ГТЭА Taurus 60 №7				5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		8	ГТЭА Taurus 60 №8				5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	
Новоленская ТЭС ¹⁾	АО «Интер РАО - Электрогенерация»			Газ								
		1	ПСУ								275,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	ПСУ								275,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–							550,0	

Примечание – ¹⁾ Месторасположение ТЭС будет определено в рамках решений Правительства Российской Федерации.

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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Иркутской области	Иркутская область	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»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	501	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	7096,64	2776,77
2	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на проектное напряжение 500 кВ	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	х		Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
3	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 294 км	ПАО «Россети»	500	км	–	294	–	–	–	–	294	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	28561,65	13170,67
4	Иркутской области	Иркутская область	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»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	180		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		
5	Иркутской области	Иркутская область	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	ПАО «Иркутскэнерго»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	180	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	715,89	501,80

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
6	Иркутской области, Республики Бурятия	Иркутская область	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	480	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	38910,00	24060,83
7	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	180		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр		
8	Иркутской области, Республики Бурятия	Иркутская область	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	480	–	–	–	–	–	480	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	48264,71	11692,58
9	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	ОАО «ИЭСК»	500	МВА	1×250	–	–	–	–	–	250	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	625,46	403,52
10	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		
11	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, провода ошиновки и разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	0,36	0,36
12	Иркутской области	Иркутская область	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	ОАО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	200		Исключение 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⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
13	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ОАО «ИЭСК»	500	МВА	1×200	–	–	–	–	–	200	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	709,87	593,35
14	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей в ячейках АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х		Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
15	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода 1СШ 110 кВ и 2СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
16	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода ошиновки СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	9820,06	9820,06
17	Иркутской области	Иркутская область	Строительство трех ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Сухой Лог до Новоленской ТЭС ориентировочной протяженностью 100 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	3×100	300	–	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
18	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	ОАО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	80	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	1624,22	1486,98
19	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	25	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	44,71	44,71
20	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	1,06	1,06
21	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	1,06	1,06

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
22	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	60,08	–	–	–	–	–	60,08	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	384,70	366,70
23	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	64,91	–	–	–	–	–	64,91		1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
24	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ ориентировочной протяженностью 11 км и ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад ориентировочной протяженностью 14 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	11	–	–	–	–	–	11	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
25						км	14	–	–	–	–	–	14				
26	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателей, разъединителей, ТТ в ячейках ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук и ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	93,27	93,27

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
27	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	ОАО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	58	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	36,00	32,66
28	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	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	199,46	199,46
29	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	ОАО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	81,21	81,21
30	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая	ОАО «ИЭСК»	110	Мвар	1×30	–	–	–	–	–	30	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	114,11	114,11
						Мвар	2×12	–	–	–	–	–	24	2023		71,20	0,00

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствую- щих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствую- щих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
31	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая	ОАО «ИЭСК»	110	Мвар	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	91,67	91,67
						Мвар	2×15	–	–	–	–	–	30	2023		65,11	0,00
32	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,37	3,37
33	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,37	3,37
34	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,37	3,37
35	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка ориентировочной протяженностью 12,662 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	12,66	–	–	–	–	–	12,66	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,03	13,03
36	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, ШСВ-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,00	1,00

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
37	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, СП-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,00	1,00
38	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой устройств РЗА ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,48	3,48
39	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	0,52	0,52
40	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,59	5,59
41	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оек с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оек с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4,15	2,40
42	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,21	6,21

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
43	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,37	3,37
44	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Усть-Орда устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,21	6,21
45	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	20,29	–	–	–	–	–	20,29	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	550,45	518,28
46	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	15,21	–	–	–	–	–	15,21	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		
47	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 16,786 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	16,79	–	–	–	–	–	16,79		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
48	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 23,88 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	23,88	–	–	–	–	–	23,88		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		
49	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово с заменой шинного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	97,20	84,00
50	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		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	0,34	0,34
51	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	0,34	0,34

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
52	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	46,63	46,63
53	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		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	0,34	0,34
54	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		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	5,59	5,59

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
55	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	0,34	0,34
56	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	5,59	5,59
57	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	0,69	0,69

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
58	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	5,59	5,59
59	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	0,34	0,34
60	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	5,59	5,59
61	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан с действием на ОН; – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма с действием на ОН	ОАО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,40	4,80
62	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой ТТ ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	346,80	323,20

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
63	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой оборудования ячеек ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		
64	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	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	109,84	109,84
65	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформатора Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	50,17	0,00
66	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 40 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	166,50	156,00
67	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	108,84	0,00
68	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 32 МВА каждый	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	2×32	–	–	–	–	–	64	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	239,55	239,55

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
69	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	98,46	94,26
70	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом на проектное напряжение 110 кВ	ОАО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	н/д	н/д
71	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Артемовская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «Витим- энерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	88,97	44,57
72	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витим- энерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в сети	218,30	218,30
73	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	196,14	0,00
74	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Никольск с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА с ПБВ на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА с РПН без увеличения трансформаторной мощности	ОАО «ИЭСК»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	66,54	51,53

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
75	Иркутской области	Иркутская область	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра протяженностью 1,4 км каждая (АС-185/29), демонтаж отпайки на ПС 110 кВ Нюра от ВЛ 110 кВ Тулушка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками, суммарной ориентировочной протяженностью 2 км	ОАО «ИЭСК»	110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	2,8	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	41,75	37,90
76	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 КВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,4 км	ОАО «ИЭСК»	110	км	2,4	–	–	–	–	–	2,4	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	27,94	26,14
77	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 5,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	км	–	2×2,6	–	–	–	–	5,2	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	9,87	9,87
78	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная ориентировочной протяженностью 15 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	15	–	–	–	–	–	15	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	254,10	251,82
79	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками (на участке от ПС 110 кВ Меget до ПС 220 кВ Ново-Ленино) ориентировочной протяженностью 19 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	19	–	–	–	–	–	19	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	302,80	300,52

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
80	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 Тайшет- Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×40	–	–	–	–	40	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	126,61	126,61
81	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Опорная – Турма ориентировочной протяженностью 0,206 км с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	км	0,206	–	–	–	–	–	0,206	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	0,36	0,36
82	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×15	–	–	–	–	15	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	102,36	102,36
83	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	ОАО «ИЭСК»	110	км	23	–	–	–	–	–	23	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	544,52	520,52
84	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хребтовая с приведением к схеме одна секционированная система шин	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	55,03	55,03
85	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит- тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ в РУ 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	56,48	56,48

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
86	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	1,06	1,06
87	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	1,12	1,12
88	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	39,84	0,00
89	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с переключением обмоток ТТ с 600/5 А на 1200/5 А в ячейках ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		
90	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I цепь и II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	31,94	31,94
91	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Речушка/т с автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	1486,91	548,86
					110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
92	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/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ОАО «ИЭСК»	220	км	2×1	–	–	–	–	–	2	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	132,34	127,48
93	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка/т ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ОАО «ИЭСК»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2		Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		
94	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с заменой оборудования ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НПС-17 (С-59) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	31,94	31,94
95	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ ВРЗ с заменой ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	31,94	31,94
96	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Водопад с заменой ошиновки, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	4,01	2,72
97	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ и ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1,12	1,12

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
98	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Куйтун с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулюшка с отпайкой на ПС Майская с увеличением пропускной способности	ОАО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	0,06	0,00

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.