УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

29 апреля 2020 года № 124-уг

Иркутск

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2021 - 2025 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», руководствуясь статьей 59 Устава Иркутской области,

П О С Т А Н О В Л Я Ю:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области на 2021 - 2025 годы (прилагается).

2. Признать утратившим силу указ Губернатора Иркутской области от 22 августа 2019 года № 183-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2020 - 2024 годы».

3. Настоящий указ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

4. Настоящий указ вступает в силу с 1 января 2021 года.

Временно исполняющий обязанности
Губернатора Иркутской области И.И. Кобзев

УТВЕРЖДЕНО
указом Губернатора Иркутской области
от 29 апреля 20 20 года
№ 124-уг

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2021–2025 ГОДЫ

Основанием для выполнения настоящей работы является государственный контракт от 24 января 2019 года № 1/2020 для разработки схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2021-2025 годы с Областным государственным казенным учреждением «Центр энергоресурсосбережения» (далее – Заказчик), Приложение № 1 к указанному контракту «Техническое задание на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2021-2025 годы» (далее – Техническое задание), постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (далее - Постановление Правительства Российской Федерации № 823).

Основными целями работы по формированию схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области (далее – СиПР) являются:

– создание эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие Иркутской области;

– формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики;

– эффективное использование энергетических ресурсов на территории Иркутской области.

Основными задачами работы по формированию СиПР являются:

– разработка предложений по вводам новых и модернизации существующих объектов генерации (с учетом демонтажей) по энергосистеме Иркутской области (далее – ЭС) на пятилетний период по годам;

– разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по ЭС (по объемам и срокам реконструкции действующих и вводам новых электросетевых объектов) по годам на пятилетний период для обеспечения надёжного функционирования в долгосрочной перспективе;

– обеспечение надежного функционирования энергосистемы Иркутской области (далее – ЭС);

– обеспечение развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области, определение направлений развития, оценка состояния;

– обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей ЭС для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей с учетом динамики

спроса на электрическую мощность, перспективы развития генерирующих мощностей;

– обоснование направлений развития генерации, в том числе когенерации, включая в децентрализованной зоне (электроснабжение которых не осуществляется от ЭС);

– обеспечение баланса между производством и потреблением в ЭС, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

– информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;

– скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

– обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, схем, и программ перспективного развития электроэнергетики.

Основными принципами формирования СиПР являются:

– экономическая эффективность решений, предлагаемых в СиПР, основанная на оптимизации режимов работы ЭС;

– применение новых технологических решений;

– скоординированность СиПР и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

– скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

– скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

– публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений;

– обеспечение надежного функционирования энергосистемы Иркутской области (далее – ЭС);

– скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

– соблюдение требований к планированию развития электроэнергетической системы, установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», и положений методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской

Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам электроэнергетики (далее – уполномоченный орган в сфере электроэнергетики).

Согласно пункту 29 Постановления Правительства Российской Федерации № 823 СиПР используется в качестве:

– основы для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций;

– основы для формирования с использованием перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности).

Согласно пункту 30 постановления Правительства Российской Федерации № 823 СиПР является основой для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

В главе 1 «Анализ существующего состояния электроэнергетики Иркутской области» в соответствии с «Техническим заданием на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2021–2025 годы» представлены:

– характеристика энергосистемы Иркутской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей в регионе, а также электростанциям промышленных предприятий;

– динамика потребления электроэнергии в Иркутской области и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет;

– перечень крупных существующих потребителей в регионе с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления за последние 5 лет;

– динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы;

– динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основными группами потребителей за последние 5 лет;

– перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, как собственных, так и внешних объектов тепловой генерации, включая ТЭЦ региональных энергосистем, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию;

– структура установленной электрической мощности в Иркутской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами;

– состав существующих электростанций и электростанций промышленных предприятий с группировкой по принадлежности к

генерирующим компаниям, с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт;

– структура выработки электроэнергии по типам электростанций;

– анализ балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы;

– динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоемкость ВРП, электроемкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике);

– основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним, анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС), оценку и анализ потерь электроэнергии при ее транспорте;

– основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области;

– объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Иркутской области в последнем году;

– единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД;

В главе 2 «Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Иркутской области» в соответствии с «Техническим заданием на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2021 - 2025 годы» представлены:

– оценка балансовой ситуации за прошедший год;

– энергорайоны с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечень мероприятий по снижению риска нарушения электроснабжения;

– наличие ограничений по выдаче мощности существующих и вновь вводимых электростанций, связанных с недостаточной пропускной способностью электрических сетей;

– энергоузлы с выходом параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, возникающих при нормативном возмущении в нормальной и ремонтных схемах электрической сети в зимний или летний период, и перечень мероприятий направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений;

– энергоузлы с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения);

– необходимость реконструкции (замены оборудования) на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Иркутская область является субъектом Российской Федерации (РФ) и входит в состав Сибирского Федерального округа РФ (СФО). Она расположена на юге Восточной Сибири, практически в центре Азиатского материка, на основных транспортных магистралях, соединяющих Европу с дальневосточными районами России и странами Азиатско-Тихоокеанского региона. Территория области - 774,8 тыс. кв. км и составляет 4,52 % территории Российской Федерации (6-е место среди регионов РФ). Область граничит со всеми субъектами Федерации, входящими в состав Восточно-Сибирского экономического района: на западе – с Красноярским краем, на востоке – с Забайкальским краем, на юго-востоке и юге – с Республикой Бурятией, на юго-западе – с Республикой Тыва. На северо-востоке граница проходит с Республикой Саха (Якутия). Общая протяженность границ превышает 7240 км, в том числе по оз. Байкал – 520 км. По территории области протекают крупнейшие судоходные реки – Ангара, Лена, Нижняя Тунгуска, которые обуславливают развитие водного транспорта, на долю которого приходится порядка 10% общего грузооборота. Крупнейшие порты расположены на реке Лена – Киренск и Осетрово (Усть-Кут), через них осуществляется перевалка грузов в Республику Саха (Якутия) и в северный морской порт Тикси. Крупные реки и озеро Байкал имеют важное хозяйственное значение для судоходства, рыбного промысла и как мощные источники гидроэнергии и водоснабжения.

Карта Иркутской области представлена на рисунке 1. Основная часть территории области имеет плоскогорный рельеф, имеющий отдельные возвышения в виде горного массива Восточного Саяна на юго-западе, а также Приморского и Байкальского хребтов, Станового и Патомского нагорья на востоке. Самая низкая точка – на дне оз. Байкал, вблизи острова Ольхон (1181 м ниже уровня моря), самая высокая – на вершине Кодарского хребта (2999 м выше уровня моря). Низменные участки составляют не более 1,5 % территории.

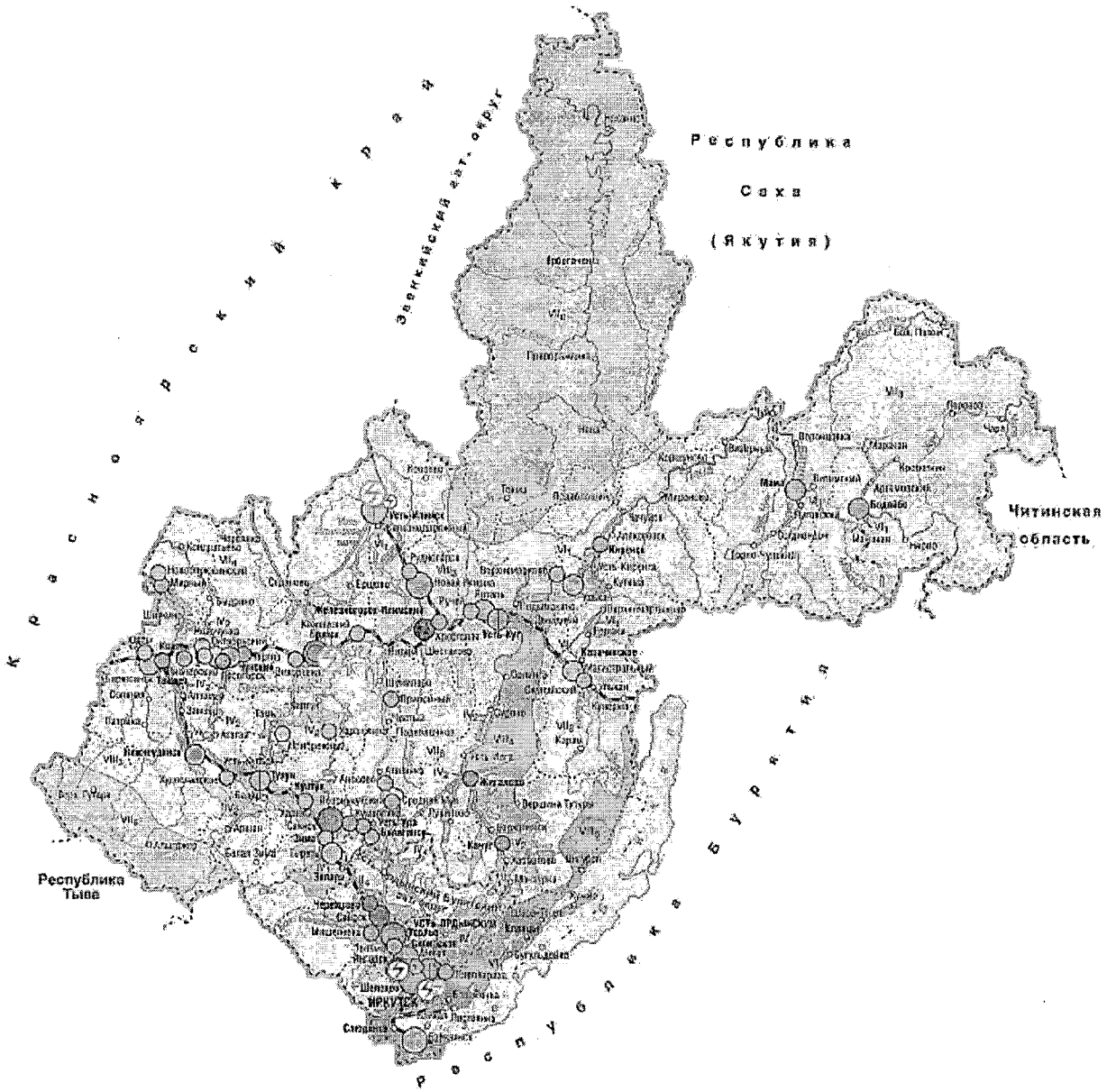


Рисунок 1. Иркутская область.

На 1 января 2020 года в состав области входит муниципальных районов – 32; городских округов – 10; внутригородских административных округов – 7; городских поселений – 58; сельских поселений – 354; населенных пунктов в сельской местности – 1470.

Административный центр – город Иркутск с численностью населения на 1 января 2019 года 623,5 тыс. чел.

Население Иркутской области на 1 января 2019 года составило 2397,7 тыс.чел., сокращение населения по сравнению с прошлым годом составило 0,3%, а за последние 10 лет – на 9,8 %. В области преобладает городское население – 1894,1 тыс. чел. (78,53 %). Плотность населения крайне низкая – около 3,11 чел./км2 (при средней по России – 8,57 чел./км2). При этом население размещено по территории области очень неравномерно. Наиболее густо заселены южная и юго-западная части области (вдоль Транссибирской железной дороги и по берегам р. Ангары). Северные территории, а также горные районы Восточного Саяна и Северо-Байкальского нагорья заселены очень слабо,

например, плотность населения в Катангском районе (север области) равна всего 0,03 чел./км^2.

Экономическое благополучие области в целом складывается за счет крупных городов, таких как Иркутск, Братск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Шелехов.

Основными направлениями специализации области являются металлургия (производство алюминия и ферросплавов), горнодобывающая и нефтехимическая промышленность, лесопромышленный комплекс и транспорт. Сельское хозяйство и сфера обслуживания развиты слабо.

Промышленность области сконцентрирована в Иркутске и ряде районных центров. Наиболее крупными потребителями электроэнергии являются:

- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске;
- ООО «Братский завод ферросплавов»;
- Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов;
- ПАО «РУСАЛ Братск»;
- АО «Ангарская нефтехимическая компания»;
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат»;
- АО «Саянскхимпласт»;
- ООО «Компания «Востсибуголь»;
- Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Научно-производственная корпорация «Иркут»;
- Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»;
- ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»;
- АО «Ангарский завод полимеров»;
- АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»;
- ПАО «Высочайший»;
- ООО «Транснефть-Восток»;
- ООО «Востокнефтепровод» в границах Иркутской области;
- АО «Полюс Вернинское»;
- АО «Севзото»;
- ООО «Друза»;
- ООО «Горнорудная компания «Угахан»;
- ООО «Битривер Рус»;
- АО «Ангарскцемент».

В общероссийском разделении труда Иркутская область выделяется как крупная энергетическая база, дающая более 6% вырабатываемой в России электроэнергии, как поставщик слюды, поваренной соли, золота, алюминия, древесины, химической и нефтехимической, целлюлозно-бумажной продукции, пушно-мехового сырья.

Иркутская область имеет разветвленную и развитую транспортную инфраструктуру, представленную различными видами транспорта. Через южные районы области проходит Транссибирская железная дорога, а через центральные

– Байкало-Амурская железнодорожная магистраль (БАМ). Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет порядка 2500 км.

Вдоль Транссиба проходит автодорога федерального значения и нефтепровод из Западной Сибири в г. Ангарск. Так же по Иркутской области проходит нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Ведется строительство автомагистрали вдоль БАМа. Протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием составляет более 12 тыс. км. Однако, связь с северными районами возможна круглогодично только авиатранспортом. В холодное время года перевозки в эти районы осуществляются автомобилями по зимникам, летом – водным транспортом по р. Лене и ее притокам. Воздушные междугородние и международные перевозки осуществляются в основном двумя аэропортами, расположенными в городах Братск и Иркутск.

Ежегодно министерство жилищной политики, энергетики и транспорта Ирктуской области (далее – Министерство) утверждает инвестиционные программы (далее - ИПР) субъектов электроэнергетики Иркутской области в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01 декабря 2009 года № 977 (далее – Правила утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики).

В соответствии с указанными Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики распоряжением Министерства от 17 мая 2017 года № 77-мпр «Об утверждении административного регламента предоставления министерством жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области государственной услуги по утверждению инвестиционных программ субъектов электроэнергетики» утвержден административный регламент предоставления Министерством государственной услуги по утверждению инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Министерством утверждены инвестиционные программы субъектов электроэнергетики:

АО «Братская электросетевая компания» (далее – АО «БЭСК») на 2020-2024 годы;

АО «Витимэнерго» на 2018-2022 годы;

Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» (в границах Иркутской области) на 2020-2024 годы;

Красноярская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» (в границах Иркутской области) на 2020-2024 годы;

МУП «Катангская ТЭК» на 2019-2021 годы;

ОГУЭП «Облкоммунэнерго» на 2019-2023 годы;

АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский») на территории Иркутской области на 2020-2024 годы;

ООО «Прибайкальская электросетевая компания» на 2016-2020 годы;

ООО «Сетевая компания «Радиан» на 2020-2024 годы;

ООО «Энергетическая компания «Радиан» на 2020-2024 годы;

ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск» на 2020-2022 годы;
ООО «Сетевая компания «Энергосервис» на 2020-2022 годы;
АО «Электросеть» на территории Иркутской области на 2020-2024 годы;
ООО «Шелеховская ЭнергоСетевая компания» на 2018-2020 годы.

В утверждении и корректировке инвестиционных программ ООО «Транснефтьэлектросетьсервис» на 2020-2024 годы Министерством вынесен отказы.

В 2019 году Правительством Иркутской области согласованы проекты корректировки инвестиционной программы АО «СО ЕЭС» на 2019-2021 годы и проекта инвестиционной программы общества на 2020-2022 годы (исх. от 30 июля 2019 года № 02-58-6661/19).

Проект инвестиционной программы ОАО «Иркутская электросетевая компания» (далее – ОАО «ИЭСК») на 2020-2024 годы согласован Правительством Иркутской области (исх. от 13 сентября 2019 года № 02-58-8209/19, от 19 ноября 2019 года № 02-70-6571/19), при этом согласно Уведомлению от 27 декабря 2019 года № 09-5895 Министерством энергетики Российской Федерации вынесен отказ в утверждении инвестиционной программы ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 годы в соответствии с пунктом 42 Правил утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики. В 2020 году ОАО «ИЭСК» в Министерство энергетики Российской Федерации установленным порядком подана новая заявка на утверждение инвестиционной программы.

В 2019 году в Иркутской области приняты базовые документы для развития регионального топливно-энергетического комплекса – составлен Топливно-энергетический баланс (Указ Губернатора Иркутской области от 22 августа 2019 года № 183-уг).

В отраслях ТЭК производится 10% валового регионального продукта Иркутской области. В общем объеме промышленного производства продукция ТЭК составляет более 30 %. Основные фонды ТЭК составляют более 60 %, осваивается 49 % инвестиций, направляемых в промышленность. На долю ТЭК приходится около 33 % численности, занятых в промышленности региона.

Иркутская область является крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов. По данным Росстата за 2019 год на долю области приходится 6,7 % потребляемого угля в стране, 5,0 % электроэнергии, 3,2 % тепловой энергии. Доля Иркутской области в СФО более значительна: в потреблении угля – 12%, электроэнергии – более 24 %, тепловой энергии – более 21 %. При этом структура потребления топливных ресурсов в стране в целом, в СФО и в Иркутской области значительно отличается. Так, основным видом топлива, потребляемого в Российской Федерации, является газ (природный, сжиженный, искусственный, сухой) – порядка 60 %, а в СФО и Иркутской области уголь составляет более половины от общей потребности в топливно-энергетических ресурсах (включая все виды нефтепродуктов).

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД, ВКЛЮЧАЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

1.1. Характеристика энергосистемы Иркутской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей в регионе, станциям промышленных предприятий, а также информация о децентрализованной зоне электроснабжения

Энергосистема Иркутской области входит в состав объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Сибири и является одной из крупнейших энергосистем России. Удельный вес Иркутской области в структуре производства электрической энергии в Сибирском Федеральном округе составляет около 30 %. В расчете на одного жителя в Иркутской области производится в 3 раза больше электроэнергии, чем в среднем по стране.

1.1.1. Производство электроэнергии в Иркутской области

Основной особенностью Иркутской области является наличие на территории крупных гидроэлектростанций, что составляет 5,7 % от мощности всех электростанций страны.

Централизованное производство электроэнергии в области осуществляется на 15 ТЭС и 4 ГЭС, из которых две электростанции принадлежат промышленным предприятиям:

- ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске;

а остальные в собственности у четырех генерирующих компаний региона:

- ПАО «Иркутскэнерго»;
- ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»;
- ООО «Теплоснабжение» в г. Байкальске;
- АО «Мамаканская ГЭС».

Перечень электростанций области с информацией об установленной мощности на 1 января 2020 года, суммарной мощности выработки, также их собственниках приведен в таблице 1.1.1. Структура производства электроэнергии Иркутской области в 2019 году на рисунке 1.1.

Таблица 1.1.1. Величина установленной мощности ТЭС, ГЭС на 01 января 2020 года

Наименование станции	Установленная мощность, МВт	Суммарная мощность станций, МВт
ТЭС		
ПАО « Иркутскэнерго»		**3 886,3**
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	79,0	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,0	

Иркутская ТЭЦ-6	270,0	
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12,0	
Иркутская ТЭЦ-9	540,0	
Иркутская ТЭЦ-10	1 110,0	
Иркутская ТЭЦ-11	320,3	
Иркутская ТЭЦ-12	12,0	
Иркутская ТЭЦ-16	18,0	
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	
Усть-Илимская ТЭЦ	515,0	
ООО «Теплоснабжение»		
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24,0	
ГЭС		
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»		**9 088,4**
Иркутская ГЭС	662,4	
Братская ГЭС	4 500,0	
Усть-Илимская ГЭС	3 840,0	
АО «Мамаканская ГЭС»		
Мамаканская ГЭС	86,0	
Станции промышленных предприятий		
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	44,4	**157,4**
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	113,0	
Итого по Иркутской области:		**13 132,1**

Большая доля генерирующих мощностей Иркутской области приходится на ГЭС – 69,2%, и входит в состав ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», на долю ПАО «Иркутскэнерго» приходится 29,4%, 1,4% – прочие ТЭС.

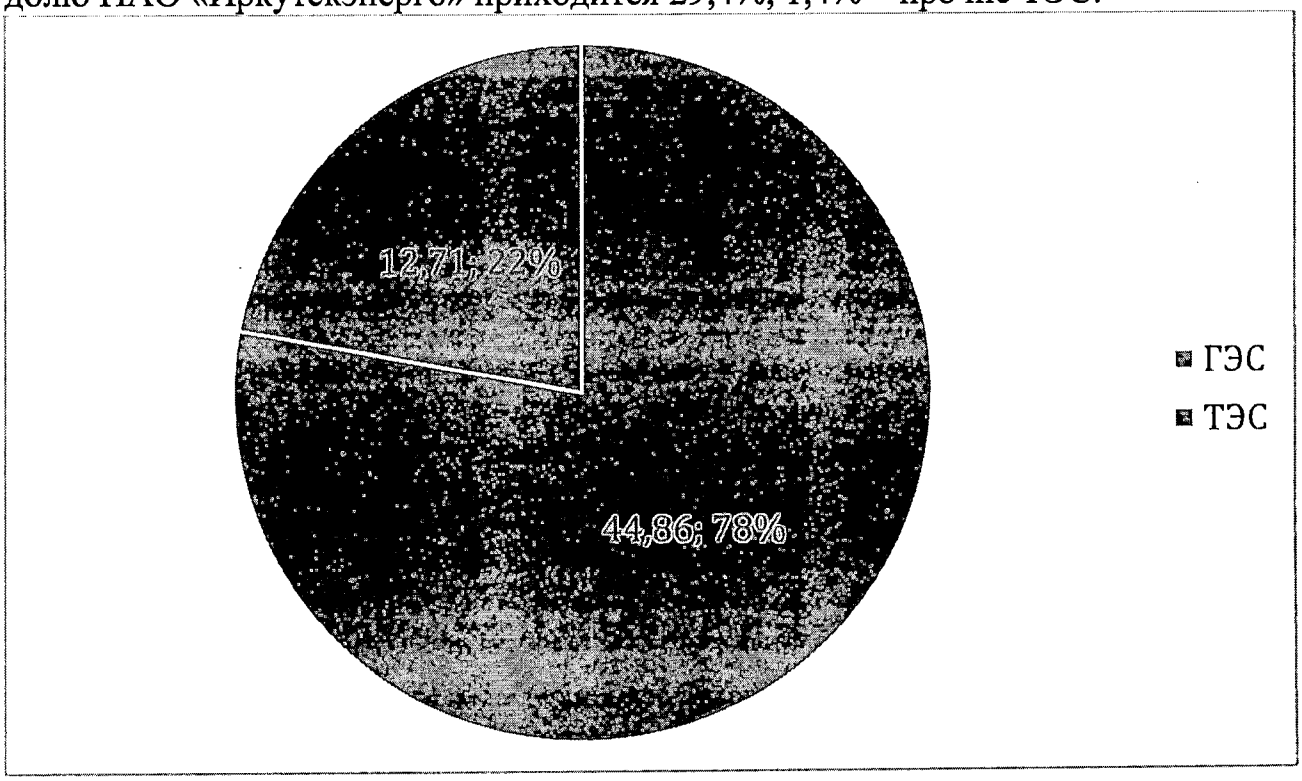


Рисунок 1.1. Структура производства электроэнергии в Иркутской области в 2019 году

Электростанциями энергосистемы Иркутской области в 2019 году было выработано 57,58 млрд. кВт·ч электроэнергии, что составило 22,45 тыс. кВт·ч на душу населения, в том числе:

– ГЭС – 44,87 млрд. кВт·ч;

– ТЭС – 12,71 млрд. кВт·ч, в том числе электростанции промышленных предприятий – 0,9 млрд. кВт·ч.

1.1.2. Электросетевое хозяйство области

Электросетевой комплекс Иркутской области в переводе на одноцепное исполнение представляет собой 72,3 тыс. км воздушных и кабельных линий электропередач, 16 208 трансформаторных подстанций номиналом от 0,4 до 500 киловольт, всего 410 915 условных единиц оборудования.

Эксплуатацию всех сетей с установлением соответствующих индивидуальных тарифов в 2020 году осуществляют 25 территориальных сетевых организаций (ТСО), что в сравнении с 2015 годом (когда количество ТСО в Иркутской области составляло 45) почти вдвое меньше.

Сокращение количества ТСО в регионе в целом соответствует основным положениям Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации (Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 года № 511-р), которая предусматривает к 2030 году сокращение количества территориальных сетевых организаций в масштабах страны с 3000 до 800 (-73%). Сетевые организации в 2020 году:

- ПАО «ФСК ЕЭС»;
- ОАО «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭСК»);
- ОГУЭП «Облкоммунэнерго»;
- АО «Братская электросетевая компания» ;
- АО «Витимэнерго»;
- Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»;
- Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»;
- ООО «Шелеховская ЭнергоСетевая Компания" (ООО «ШЭСК»);
- ООО Энергетическая компания «Радиан»;
- АО «АНХК»;
- АО «Электросеть»;
- ООО «Прибайкальская электросетевая компания» (ООО «ПЭСК»);
- ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис» (ООО «ТЭС»);
- ООО «Управление энергоснабжения» (ООО «УЭС»);
- ООО «АктивЭнерго»;
- ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»;
- ООО «Кутуликская электросетевая компания»;
- ООО «Сетьэнергопром» (ООО «СЭП»);
- ООО Сетевая компания «Радиан»;

- АО «АЭХК»;
- Красноярская дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»;
- Филиал АО «Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- АО «Саянскхимпласт»;
- ООО «Транзит»;
- ООО «ЭНКТП»;
- ООО «СК Энергосервис».

На рисунке 1.2. наглядно представлены доли сетевых компаний в структуре сетевого хозяйства области.

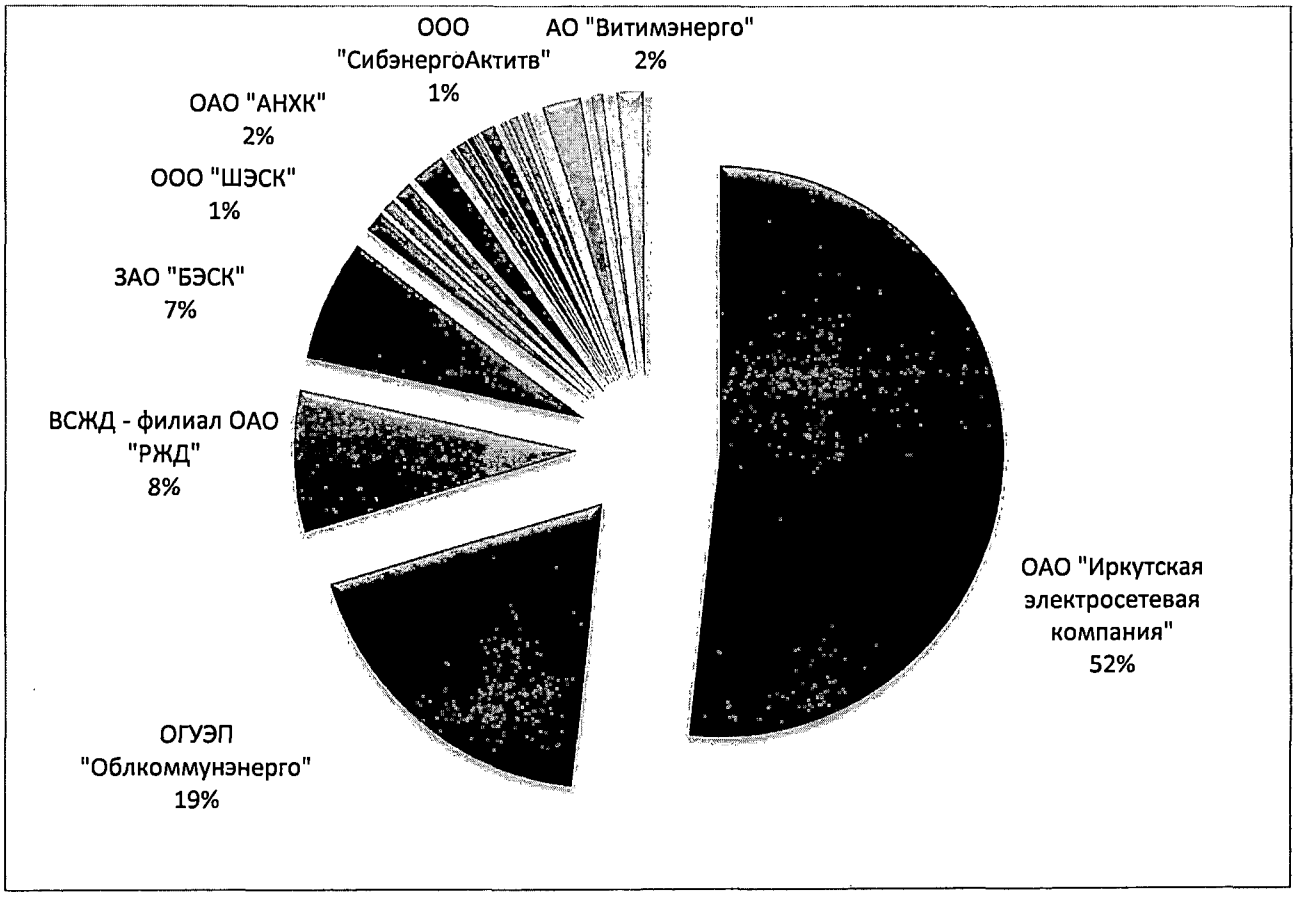


Рисунок 1.2. Доли сетевых компаний в структуре сетевого хозяйства Иркутской области

1.1.3. Децентрализованное производство электроэнергии

Отдаленные изолированные потребители снабжаются электроэнергией от децентрализованных энергосистем на базе электростанций. Полный перечень населенных пунктов и информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области на 1 января 2020 года, приведены в таблице 1.1.2.

Таблица 1.1.2. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области.

Муниципальное образование (далее МО) Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт
Ербогаченское МО	ДЭС с. Наканно	30
	ДЭС с. Хамакар	30
	ДЭС с. Оськино	20
	ДЭС д. Тетея	20
	ДЭС уч. Инаригда	5
Аршанское сельское поселение Тулунского района	Дизельная электрическая станция	1259,2
Аносовское МО	Дизельная электрическая станция	1030
Аталанское МО	Дизельная электрическая станция	300
Ключинское МО	Дизельная электрическая станция	180
Подволошинское МО	Дизельная электрическая станция	300
Раздольинское МО	Дизельная электрическая станция	275
Ольхонское МО	Дизельная электрическая станция	200
Карамское МО	Дизельная электрическая станция	300
Мартыновское МО	Дизельная электрическая станция	90
		60
		30
Казачинское сельское поселение	Дизельная электрическая станция	30
		60
МО «Казачинско-Ленский район»	Дизельная электрическая станция	12
Вершино-Тутурское МО	Дизельная электрическая станция	160
МО «Жигаловский район»	Дизельная электрическая станция	100
МО «Нижнеилимский район»	Дизельная электрическая станция АД-60С-Т400-Р	60
Петропавловское сельское поселение Киренкского района	ДЭС с. Сполошино	30
Визиринское сельское поселение Киренского района	ДЭС п. Визирный	220
Коршуновское сельское поселение Киренского района	ДЭС с. Коршуново	200
	ДЭС д. Мироново	75
МО «Киренский район»	ДЭС с. Красноярово	50
Макаровское сельское поселение	ДЭС д. Пашня	60
	ДЭС д. Усть-Киренга	60
Бодайбинское МО	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	60

Муниципальное образование (далее МО) Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт
Карахунское МО	ДЭС п. Карахун	1485
	ДЭС п. Южный	130
Озернинское МО	ДЭС п. Озерный	1720
Наратайское МО	ДЭС п. Наратай	530
Мамское МО	ПАЭС 2500	2500
Луговское МО	ДГА-315	315
Витимское МО	ЭД-200-Т400-1РН	200
МО «Нижнеудинский район»	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	640
	ДЭУ	880
	ДЭУ	610
Усть-Кутское МО	ДЭС	60
	ДЭС	60
	ДЭС	60
ИТОГО:		**14496,2**

В рамках государственной программы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019-2024 годы, утвержденной постановлением Правительства Иркутской области от 11 декабря 2018 года № 915-пп, на территории Иркутской области реализуются проекты по строительству возобновляемых источников электроэнергии.

За счет средств областного и местного бюджетов реализованы проекты по вовлечению ВИЭ (строительство солнечно-дизельных станций в с. Онгурен Ольхонского района, д. Нерха Нижнеудинского района и в 2019 году введен в эксплуатацию 1 этап комбинированной солнечно-дизельной электростанции в д. Карнаухова Казачинско-Ленского района мощностью 40 кВт). Эффект от внедрения составляет до 40 % замещения солнечной генерацией.

1.2. Динамика потребления электроэнергии в Иркутской области и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет

Изменение электропотребления в Иркутской области за последние 5 лет имеет тенденцию к увеличению, значительное влияние на уровень электропотребления оказывает температура наружного воздуха, а также уровень электропотребления промышленных предприятий.

Минимальное значение электропотребления за рассматриваемый период наблюдалось в 2015 году, что обусловлено повышением среднемесячных температур в осенне-зимний период. На снижении электропотребления также сказалось сокращение объемов промышленного производства и жилищного строительства, а также повышение средней за отопительный период

температуры воздуха в регионе. Кроме того, негативное влияние кризиса, сокращение металлургического производства, прежде всего электроемкого производства алюминия, являющегося важнейшим видом экономической деятельности на территории Сибири.

Динамика выработки и потребления электрической энергии в Иркутской области за последние 5 лет приведена в таблице 1.2.1 и представлена на рисунке 1.3.

Таблица 1.2.1. Динамика электропотребления в централизованной энергосистеме Иркутской области

Показатель	Год					Период 2015-2019
	2015	2016	2017	2018	2019	
Электропотребление, млн. кВт·ч	52467,1	53209,4	53298,6	55056,4	55480,6	269512,1
Абсолютные приросты/ падения электропотребления, млн. кВт·ч	-352,5	742,3	89,2	1757,9	424,1	2661,0
Среднегодовые темпы прироста/снижения объёма электропотребления, %	-0,7%	1,4%	0,2%	3,3%	0,8%	5,0%

Потребление электроэнергии в энергосистеме Иркутской области за 2019 год составило 55,48 млрд кВт·ч, что на 0,8 % выше аналогичного показателя 2018 года.

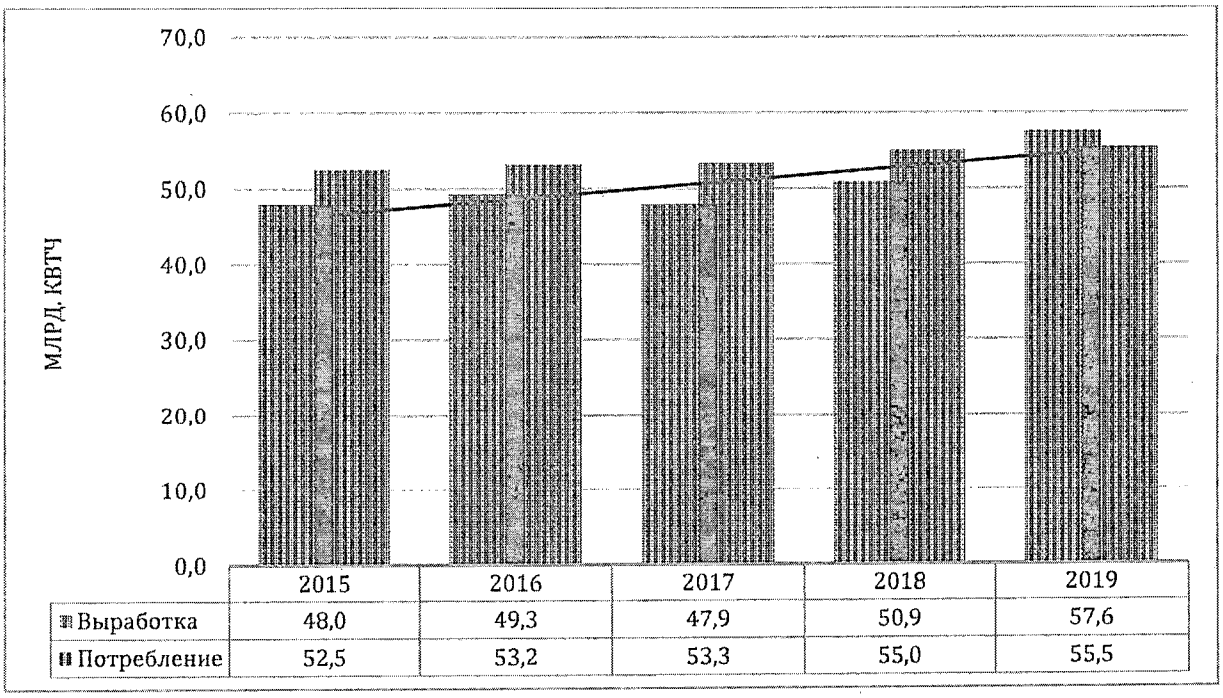


Рисунок 1.3. Динамика потребления и производства электроэнергии в Иркутской энергосистеме.

Начиная с 2016 года происходит рост электропотребления (на 1,41 % в 2016 году, на 0,2% в 2017 году, а в 2018 на 3,3%), это обусловлено ростом промышленного производства – вводом новых НПС, увеличением электропотребления электрической энергии ОАО «РЖД».

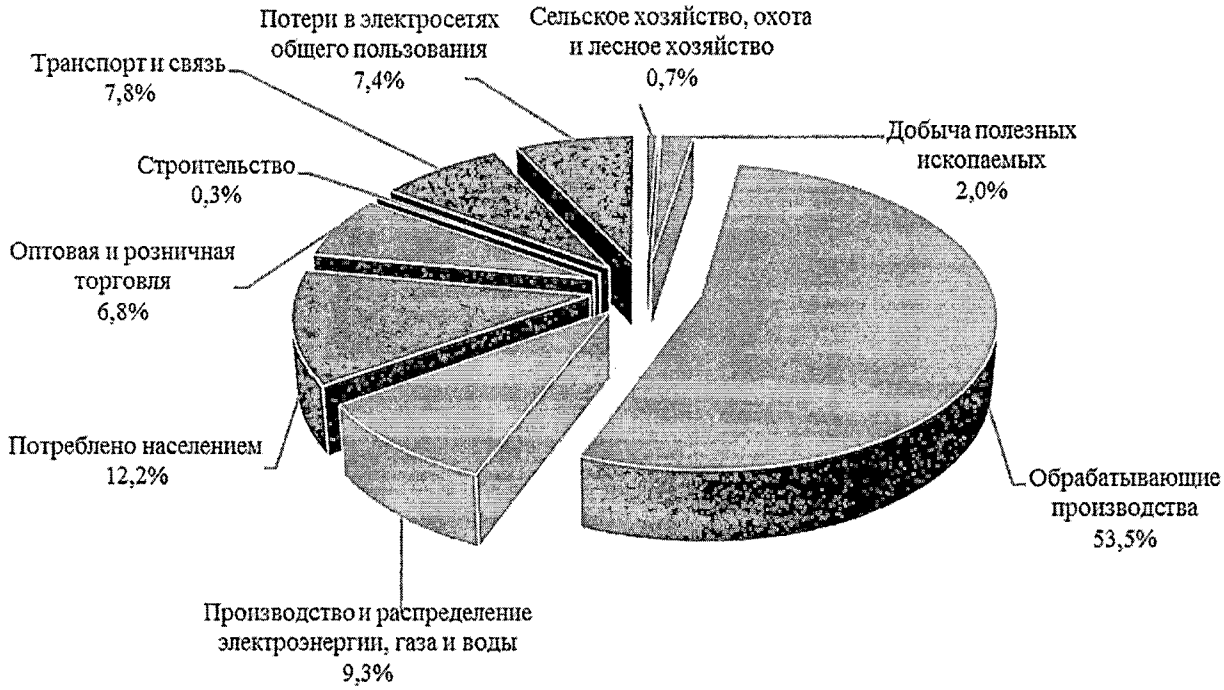


Рисунок 1.4. Структура электропотребления в Иркутской области в 2019 году.

Как видно из рисунка 1.4, в общем объеме основная доля потребления приходится на промышленность (обрабатывающие производства – 53,5 %, добыча полезных ископаемых – 2,02 %, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 9,34 %). Наиболее электроемким производством в Иркутской области остается цветная металлургия (производство алюминия).

1.3. Перечень крупных существующих потребителей в регионе, а также перечень основных перспективных потребителей, с указанием заявленной максимальной мощности и динамики их потребления за последние 5 лет.

Наиболее крупными потребителями электрической энергии в Иркутской области являются следующие компании:

- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске;
- ООО «Братский завод ферросплавов»;
- Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов;
- ПАО «РУСАЛ Братск»;
- АО «Ангарская нефтехимическая компания»;
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат»;
- АО «Саянскхимпласт»;
- ООО «Компания «Востсибуголь»;

- Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Научно-производственная корпорация «Иркут»»;
- Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»;
- ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»;
- АО «Ангарский завод полимеров»;
- АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»;
- ПАО «Высочайший»;
- ООО «Транснефть-Восток»;
- ООО «Востокнефтепровод» в границах Иркутской области;
- АО «Полюс Вернинское»;
- АО «Севзото»;
- ООО «Друза»;
- ООО «Горнорудная компания «Угахан»;
- ООО «Битривер Рус»;
- АО «Ангарскцемент»;
- ЗАО «АС Витим»;
- ООО "ИНК";
- и другие.

В таблице 1.3.1 приведена краткая информация о потребителях и данные о потреблении электроэнергии.

Таблица 1.3.1. Перечень основных потребителей электрической энергии Иркутской области и динамика их электропотребления за последние 5 лет

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Объем потребления электроэнергии, млн. кВт·ч				
				Годы				
				2015	2016	2017	2018	2019
1.	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г.Усть-Илимске	г.Усть-Илимск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее	899,5	907,1	904,4	866,3	889,8
2.	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	г. Братск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее	1616,6	1554,2	1557,9	1551,2	1619,9
3.	ООО «Братский завод ферросплавов»	г. Братск	Производство ферросилиция марок ФС65, ФС75 (ГОСТ 1415-93), микро-кремнезём и др.	837,7	842,2	770,2	798,3	748,1
4.	Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	г. Шелехов	Производство: алюминия первичного, катанки/порошка/пудры алюминиевой.	7027,3	7048,1	6992,1	7039	7079,5

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Объем потребления электроэнергии, млн. кВт·ч				
5.	ПАО «РУСАЛ Братск»	г. Братск	Производство алюминия сырца, катанка/чушки первичного алюминия и др.	16985,5	17016,8	16971,3	17221,0	17191,5
6.	АО «Ангарская нефт.хим. компания»	г. Ангарск	Нефтепереработка, химическая продукция, бензины, дизтопливо, авиатопливо, керосины и др.	1308,2	929,7	1290,5	946,5	881,8
7.	АО «Ангарский электролизный хим.комбинат»	г. Ангарск	Производство обогащенного гексафторида урана для ядерной энергетики	314,5	290,7	279,7	287,1	287,1
8.	АО «Саянскхимпласт»	г. Саянск-1	Производство химической продукции (ПВХ суспензионный, сода каустическая)	592,6	456,5	692,3	750,6	772,0
9.	ООО «Компания Востсибуголь»	г. Иркутск, ул. Сухэ-Батора,6	Добыча угля	164,3	159,8	53,3	181,4	184,3
10.	Иркутский авиационный завод филиал ПАО«Иркут»	г. Иркутск, ул. Новаторов, 3	Производство авиационной техники, ТНП, стали	141,6	147,4	143,2	150,4	139,4
11.	Вост.-Сиб. ж/д – филиал ОАО «РЖД»	г. Иркутск, ул. К. Маркса, 7	Грузовые и пассажирские перевозки	2868,9	3109,4	3260,4	3411,2	3442,2
12.	ПАО «Коршуновский горно-обогатит. комбинат»	г. Железно-горск-Илимский,	Добыча железной руды, производство концентрата железных руд	378,2	357,4	355,5	410,2	386,5
13.	АО «Ангарский завод полимеров»	г.Ангарск	Производство этилена, пропилена, бензола, полиэтилена, и др.	228,0	172,0	213,0	220,0	198,6
14.	АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»	г. Усолье-Сибирское	Производство лекарственных препаратов	13,8	18,3	12,4	14,6	18,0
15.	ПАО «Высочайший»	г. Бодайбо	Золотодобыча	115,7	120,0	119,0	122,7	128,8
16.	ООО «ИНК»	г. Иркутск	Нефтедобыча	–	–	–	–	33,7
17.	ООО «Горнорудная компания «Угахан»	г. Бодайбо	Золотодобыча	–	–	–	93,8	77,68

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Объем потребления электроэнергии, млн. кВт·ч				
18.	ООО «Транснефть-Восток»	г. Братск	Транспортировка нефти по нефтепроводу	179	185	183	318	583
19.	АО «Полюс Вернинское»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	106	120	124	129,5	164,4
20.	АО «ЗДК «Лензолото» (без учета дочерних предприятий»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	157,0	151,0	151,0	162,2	36,09
21.	АО «Севзото»	г. Бодайбо	Горные работы	40,29	40,70	40,16	38,90	46,22
22.	ООО «Друза»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	47,00	51,22	65,33	78,94	62,93
23.	ООО «Битривер Рус»	г. Братск,	Размещение оборудования для майнинга	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
24.	АО «Ангарскцемент	г. Ангарск	Производство цемента	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
25.	ЗАО «АС Витим»	г. Бодайбо	Золотодобыча	–	–	–	–	48,7

Основными перспективными потребителями, согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям 110 кВ и выше в Иркутской области по состоянию на начало 2020 года, являются организации, перечень которых представлен в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2. Перечень основных перспективных потребителей электрической энергии Иркутской области

Наименование организации	Суммарная заявленная мощность, МВт	Сетевая организация
ООО «РУСАЛ ТАЗ»	1440,00	ОАО «ИЭСК»
ООО «СЛ Золото»	229,00	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	150,00; 65,00(ЭПУ) 144 (Генерация)	ПАО «ФСК ЕЭС»
	10,00	ОАО «ИЭСК»
ПАО «Газпром»	56,50 (ЭПУ) 66,50 (Генерация)	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Голевская горнорудная компания»	155,00	ПАО «ФСК ЕЭС»
ЗАО «Техноинвест Альянс»	37,50	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Тонода»	32,00	ПАО «ФСК ЕЭС»
ЗАО «СЭМЗ»	127,00	ОАО «ИЭСК»
ООО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	110,00	ОАО «ИЭСК»

Наименование организации	Суммарная заявленная мощность, МВт	Сетевая организация
ОАО «РЖД»	107,00	ОАО «ИЭСК»
АО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	57,00	ОАО «ИЭСК»
ОАО «Финансово-строительная компания «Новый город»	41,00	ОАО «ИЭСК»
АО «Саянскхимпласт»	36,80	ОАО «ИЭСК»
ИАЗ- филиал ОАО «Корпорация «Иркут»	28,80	ОАО «ИЭСК»
ООО ТК «Саянский»	22,89	ОАО «ИЭСК»
ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех»	20,00	ОАО «ИЭСК»
ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	19,50	ОАО «ИЭСК»
ООО «МФЦ Капитал»	12,00	ОАО «ИЭСК»
ООО «ТрансСибРегион»	10,00	ОАО «ИЭСК»
АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	20,00	ОГУЭП «Облкоммун энерго», ОАО «ИЭСК»
ООО «Красный»	20,00	АО «Витимэнерго»
ПАО «Высочайший»	10,00	АО «Витимэнерго»
ООО «Панорама»	10,00	ООО ЭК «Радиан»
ООО «БИТРИВЕР РУС»	100,0	ПАО «Иркутскэнерго»
ООО «Иркутскэнергосвязь»	14,88	ПАО «Иркутскэнерго»
ООО «БЗФ»	17,00	АО «Электросеть»

1.4. Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы

В рамках рассматриваемого пятилетнего периода максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области зафиксирован в 2018 году в 05:00 (мск) 27 декабря 2018 года и составил 8210,5 МВт.

В период с 2015 по 2019 годов наблюдалось скачкообразное изменение максимума нагрузки. Наименьшее значение за рассматриваемый период зафиксировано в 2015 году и составляет 7571 МВт. Снижение было связано с экономической обстановкой, снижением производства и соответствовало общей динамике изменения максимума нагрузки по ЕЭС России. В 2016 году отмечен рост максимума нагрузки на 4,82 % до величины 7 936 МВт. Однако, в 2017 году продолжилось снижение собственного максимума нагрузки на 263 МВт (3,31 %). Собственный резерв энергосистемы Иркутской области на час максимума за последние 5 лет составил 3033 МВт.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности ЭС Иркутской области за последние 5 лет представлена в таблице 1.4.1. и на рисунке 1.5.

Таблица 1.4.1. Динамика изменения собственного максимума потребления мощности электростанций за последние 5 лет

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Собственный максимум потребления мощности, МВт	7571	7936	7673	8211	8196
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	-99	365	-263	538	-15
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,29	4,82	-3,31	7,01	-0,18

Исходя из данной информации, можно сделать вывод, что потребление мощности в энергосистеме Иркутской области за последний год практически не изменилось.

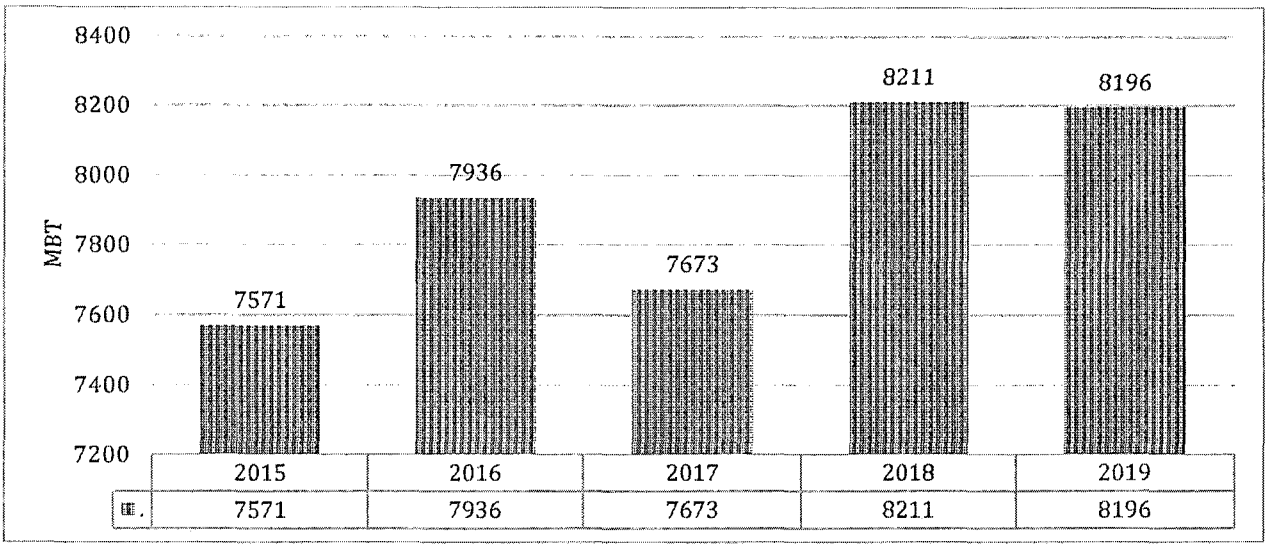


Рисунок 1.5. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Иркутской области

Динамика электропотребления в централизованной энергосистеме Иркутской области с разделением по энергорайонам за 2019 год приведена в таблице 1.4.3. Сведения о наличии резерва мощности на электростанциях энергосистемы Иркутской области по станциям на час прохождения максимума 07:00 6 февраля 2019 года представлены в таблице 1.4.2.

Таблица 1.4.2. Наличие резервов мощности на ЭС энергосистемы Иркутской области

Резерв на электростанциях энергосистемы Иркутской области, МВт	1016,0
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	21,43
Иркутская ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»	82,4
Иркутская ТЭЦ-9	52,0
Иркутская ТЭЦ-10	153,5
Иркутская ТЭЦ-11	149,1
Ново-Иркутская ТЭЦ	0,4
Усть-Илимская ТЭЦ	198,9
Ново-Зиминская ТЭЦ	50,8
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	0,0
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	0,0

Иркутская ТЭЦ-12	0,0
Иркутская ТЭЦ-16	0,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	0,0
Иркутская ГЭС	0,0
Братская ГЭС	300,9
Усть-Илимская ГЭС	6,7
Мамаканская ГЭС	0,0
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	0,0
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	0,0

Таблица 1.4.3. Динамика электропотребления в централизованной энергосистеме Иркутской области за 2019 год

Месяц	Братский энергорайон		Усть-Илимский энергорайон		Иркутско-Черемховский энергорайон		Тулуно-Зиминский энергорайон		Бодайбинский энергорайон	
	МАХ, МВт	за месяц	МАХ, МВт	за месяц	МАХ, МВт	за месяц	МАХ, МВт	за месяц	МАХ, МВт	за месяц
январь	2974,0	2135,9	672,0	423,4	3 495,0	2329,3	819,0	524,9	96,0	63,8
февраль	3016,0	1950,2	676,0	377,3	3 655,0	2106,1	848,0	475,9	83,0	47,3
март	2845,0	2063,6	571,0	362,4	2 844,0	1937,8	706,0	446,5	83,0	50,4
апрель	2786,0	1970,0	551,0	331,6	2 648,0	1721,7	670,0	395,4	87.0	53,8
май	2763,0	1981,1	543,0	316,9	2 493,0	1607,6	661,0	353,6	125,0	61,2
июнь	2670,0	1877,2	489,0	274,1	2 299,0	1401,9	575,0	306,5	111,0	61,2
июль	2677,0	1947,2	432,0	273,7	2 156,0	1397,8	501,0	275,3	123,0	58,8
август	2702,0	1950,8	476,0	281,3	2 130,0	1432,3	540,0	306,4	116,0	65,9
сентябрь	2756,0	1925,3	494,0	282,6	2 494,0	1518,1	595,0	338,5	124,0	67,1
октябрь	2873,0	2000,7	764,0	400,3	2 795,0	1839,1	672	413,4	136,0	79,4
ноябрь	2985,0	1934,6	817,0	494,4	3 395,0	2123,2	784	470,8	125,0	76,0
декабрь	3013,0	2043,5	844,0	549,9	3 535,0	2343,0	821	504,6	120,0	78,0
Итого:	**3016,0**	**23780,0**	**844,0**	**4367,9**	**3 655,0**	**21758,0**	**848,0**	**4 811,8**	**136,0**	**762,9**

1.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основными группами потребителей за последние 5 лет

Тепловое хозяйство Иркутской области по состоянию на начало 2020 года представлено следующими объектами:

- 12 ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»;
- 2 ТЭЦ промышленных предприятий (ТЭС филиала АО «Группа Илим» в г. Братске, ТЭС филиала АО «Группа Илим» в г. Усть-Илимске);
- ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск;
- 995 отопительных и промышленных котельных;
- 179 электробойлерных установок.

а также большим количеством теплоутилизационных установок (ТУУ) и индивидуальных отопительных печей.

Структура отпуска тепловой энергии в Иркутской области в период с 2015 по 2019 годы представлена в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1. Структура отпуска тепловой энергии в Иркутской области за период 2015–2019 годов, млн Гкал

Источник тепловой энергии	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Отпуск тепловой энергии, всего	**41,40**	**40,40**	**39,60**	**38,23**	**38,17**
ПАО «Иркутскэнерго»	19,72	20,30	19,97	20,99	20,67
ТЭС «Группа Илим" и ООО «Теплоснабжение»	6,78	6,86	6,63	4,46	4,46
Котельные и ТУУ	14,90	13,30	13,00	12,82	13,04

Источниками тепловой энергии в Иркутской области в 2019 году отпущено 38,17 млн Гкал. За рассматриваемый период с 2015 по 2019 год снижение потребления тепла составило 7,8 %. Отпуск тепловой энергии электростанциями ПАО «Иркутскэнерго» за рассматриваемый период увеличилось на 4,8 %. Снижение объемов выработки тепла котельными области в период с 2015 по 2019 год составило 12,5%. Динамика потребления тепловой энергии в Иркутской области, разделенная на группы потребителей ПАО «Иркутскэнерго» представлена в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2. Динамика потребления тепловой энергии потребителей ПАО «Иркутскэнерго» за 2015-2019 годы

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Объём потребления теплоэнергии, тыс. Гкал	18 368,7	18 953,1	18 653,0	19 697,8	19 346,8
Объём потребления теплоэнергии в органах государственной власти и государственных учреждениях, тыс. Гкал	1 423,3	1 555,1	1 527,2	1 650,9	1 475,2
Объём потребления теплоэнергии в многоквартирных домах, тыс. Гкал	8 260,1	8 796,9	8 737,4	8 572,2	9 033,9
Объём потребления теплоэнергии промышленными и прочими потребителями, тыс. Гкал	6 367,9	6 236,6	6 091,5	7 146,9	8 260,9

По данным таблицы 1.5.2. видно, что потребление тепловой энергии за рассматриваемый период выросло на 5,3 %. Наибольшее увеличение потребления касается группы промышленных потребителей и составляет 29,7 %. Тепловая потребность населения увеличилась на 9,4 % по сравнению с 2015 годом.

Динамика отпуска тепловой энергии источником теплоснабжения ООО «Теплоснабжение» представлена в таблице 1.5.3.

Таблица 1.5.3. Динамика отпуска тепловой энергии ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» за 2015-2019 годы

Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Установленная мощность	Гкал/ч	421,85	421,85	421,85	390,40	292,80
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	61,15	58,53	56,40	66,89	97,60
Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	208275	175864	141882	228392	333240

Динамика потребления тепловой энергии от котельных, в виде прироста/уменьшения присоединенной нагрузки, представлена в таблице 1.5.4, по которой можно увидеть, как поменялась ситуация в регионах. Общее количество котельных с каждым годом уменьшается, часть потребителей расселяется, а нагрузки между котельными, находящимися поблизости, перераспределяются.

Таблица 1.5.4. Динамика потребления тепловой энергии от котельных

№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	
1	г. Братск	109,40	109,40	109,388	-0,01
2	г. Зима	31,07	29,76	31,0323	-0,12
3	г. Иркутск	799,47	666,80	774,28	-3,15
4	г. Саянск	0,00	0,00	0,00	
5	г. Свирск	50,19	50,19	49,343	-1,69
6	г. Тулун	80,02	80,02	80,02	0,00
7	г. Усолье-Сибирское	0	0	0	
8	г. Усть-Илимск	9,25	1,06	1,16	-87,46
9	г. Черемхово	12,95	12,95	12,7	-1,93
10	Ангарский район	3,41	3,30	3,42	0,18
11	Балаганский район	6,13	6,95	7,639	24,66
12	Бодайбинский район	83,44	80,40	74,99	-10,12
13	Братский район	68,33	68,30	69,239	1,33
14	Жигаловский район	6,15	6,15	4,2	-31,71
15	Заларинский район	34,64	35,42	36,639	5,77
16	Зиминский район	5,68	7,99	7,046	24,14
17	Иркутский район	42,66	42,66	42,66	0,00
18	Казачинско-Ленский район	41,31	35,50	35,588	-13,85
19	Катангский район	4,40	4,40	4,4	0,00
20	Качугский район	12,69	12,69	12,685	0,00
21	Киренский район	32,68	19,40	44,7	36,78
22	Куйтунский район	26,60	26,60	26,1	-1,88
23	Мамско-Чуйский район	17,76	17,76	16,64	-6,31
24	Нижнеилимский район	67,16	60,19	100,57	49,75
25	Нижнеудинский район	129,63	89,60	90,881	-29,89
26	Ольхонский район	12,11	12,11	12,511	3,30
27	Слюдянский район	156,26	156,26	58,3952	-62,63
28	Тайшетский район	95,56	101,33	93,112	-2,56
29	Тулунский район	19,28	21,19	18,5883	-3,59

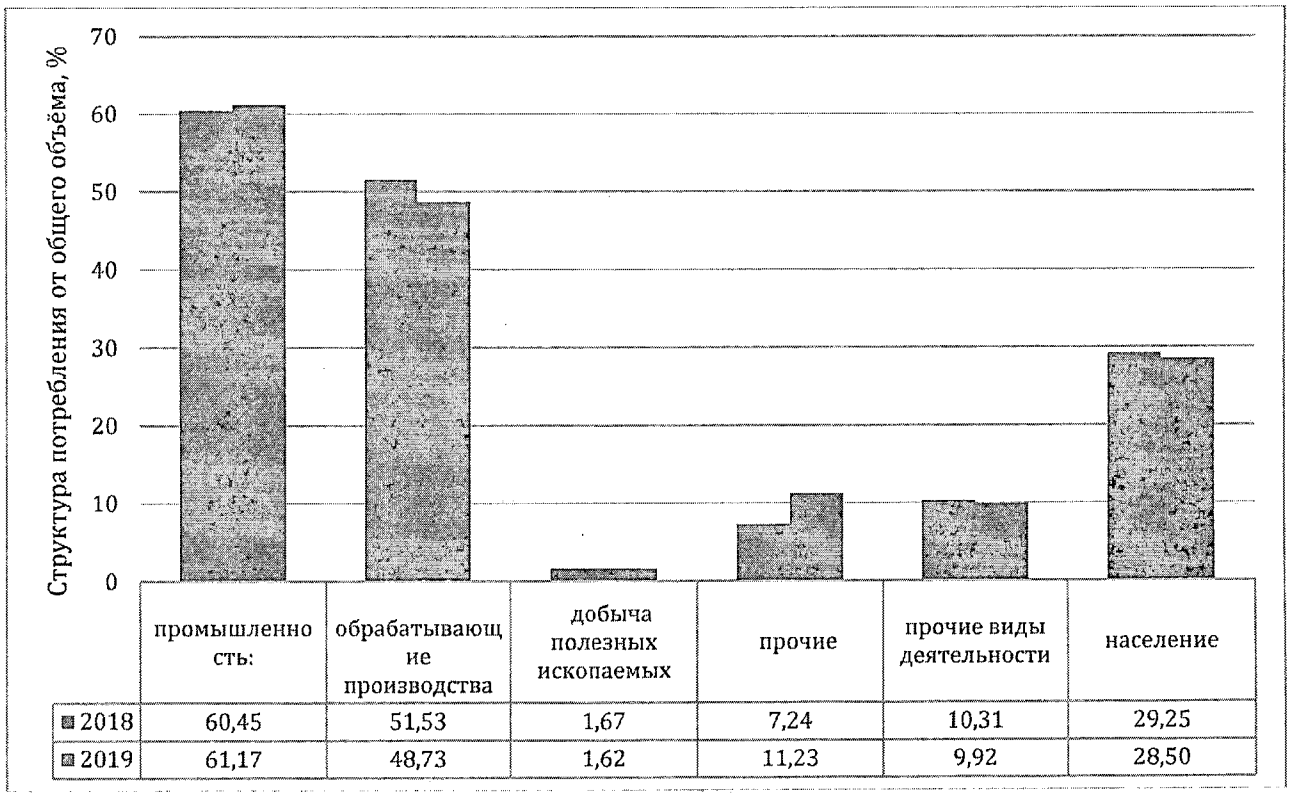
№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	
30	Усольский район	50,76	50,76	77,586	52,85
31	Усть-Илимский район	38,25	38,25	55,8	45,88
32	Усть-Кутский район	184,27	184,27	183,09	-0,64
33	Усть-Удинский район	9,29	9,09	12	29,17
34	Черемховский район	33,53	33,53	33,53	0,00
35	Чунский район	39,99	39,99	44,595	11,52
36	Шелеховский район	5,25	9,48	4,366	-16,81
37	Аларский район	9,01	9,01	10,38	15,21
38	Баяндаевский район	3,81	3,81	3,807	-0,08
39	Боханский район	10,40	10,40	10,4	0,00
40	Нукутский район	5,97	5,76	5,772	-3,32
41	Осинский район	5,35	4,76	4,769	-10,86
42	Эхирит-Булагатский район	27,28	27,26	27,277	0,00
Всего:		2381,37	2184,74	2291,3	-3,78

Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в период с 2015 по 2019 год представлена в таблице 1.5.5.

Таблица 1.5.5. Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в 2015–2019 годах, млн Гкал

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
обрабатывающие производства	17,2	17,2	18,1	18,5	18,6
добыча полезных ископаемых	0,59	0,45	0,59	0,60	0,62
прочие	2,7	2,8	2,4	2,6	4,285
Итого промышленность	20,4	20,5	21,1	21,7	23,35
прочие виды коммунальной деятельности	5,1	4,5	3,6	3,7	3,787
население	10,9	10,6	10,3	10,5	10,877
Потребление тепловой энергии, всего	**36,4**	**35,6**	**35,0**	**35,9**	**38,17**

Потребление тепла промышленностью в период с 2015 по 2019 год увеличилось на 14,4 %. Общее потребление Иркутской области возросло на 4,9 %. Сравнение структуры потребления тепловой энергии от общего объёма представлено на рисунке 1.6.



	промышленность:	обрабатывающие производства	добыча полезных ископаемых	прочие	прочие виды деятельности	население
2018	60,45	51,53	1,67	7,24	10,31	29,25
2019	61,17	48,73	1,62	11,23	9,92	28,50

Рисунок 1.6. Сравнение структуры потребления тепловой энергии от общего объёма

В структуре потребления тепловой энергии за рассматриваемый период значительных изменений не произошло. Доля промышленности увеличилась на 0,72 % и в 2019 году достигла 61,45 %, при этом сокращение доли теплопотребления непромышленных предприятий сократилась с 10,31 % в 2018 году до 9,92 % в 2019 году. Доля потребления тепловой энергии населением в общей структуре теплопотребления уменьшилась на 0,75 % и в 2019 году составила 28,5 %, доля коммунальной сферы уменьшилась на 0,39 % и на конец рассматриваемого периода составила 9,92 %.

1.6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований

К основным потребителям тепловой энергии относятся промышленный комплекс, жилищно-коммунальный комплекс и бюджетная сфера Иркутской области, имеющие отопительно-вентиляционные нагрузки, нагрузки горячего водоснабжения и технологические нагрузки промпредприятий. Данные по количеству, установленной мощности котельных и подключенной нагрузке в крупных городах области и в районах представлены в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1. Данные по системам теплоснабжения крупных муниципальных образований Иркутской области в 2019 году

Наименование муниципального образования	Кол-во котельных, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Запас мощности		КИУТ, %
				Гкал/ч	%	
г. Братск	7	162,58	109,39	53,19	32,7	67,3
г. Зима	11	45,42	31,03	14,38	31,7	68,3
г. Иркутск	34	826,30	774,28	52,02	6,3	93,7
г. Свирск	4	83,28	49,34	33,93	40,8	59,2
г. Тулун	24	136,34	80,02	56,32	41,3	58,7
г. Усть-Илимск	3	3,16	1,16	2,00	63,3	36,7
г. Черемхово	19	30,34	12,70	17,64	58,1	41,9
Ангарский район	3	8,78	3,42	5,36	61,0	39,0
Балаганский район	21	11,28	7,64	3,65	32,3	67,7
Бодайбинский район	22	166,26	74,99	91,27	54,9	45,1
Братский район	56	132,60	69,23	63,36	47,8	52,2
Жигаловский район	14	13,30	4,20	9,10	68,4	31,6
Заларинский район	30	93,94	36,64	57,30	61,0	39,0
Зиминский район	27	24,23	7,04	17,19	70,9	29,1
Иркутский район	36	86,61	42,66	43,95	50,7	49,3
Казачинско - Ленский район	11	49,10	35,59	13,51	27,5	72,5
Катангский район	8	6,10	4,40	1,70	27,9	72,1
Качугский район	42	28,81	12,68	16,12	56,0	44,0
Киренский район	18	71,70	44,70	27,00	37,7	62,3

Наименование муниципального	Кол-во котельн	Установленная тепловая	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Запас мощности		КИУТ, %
Куйтунский район	44	47,23	26,10	21,13	44,7	55,3
Мамско-Чуйский район	9	46,92	16,64	30,28	64,5	35,5
Нижнеилимский район	26	176,83	100,57	76,26	43,1	56,9
Нижнеудинский район	79	191,49	90,88	100,61	52,5	47,5
Ольхонский район	13	15,17	12,51	2,66	17,6	82,4
Слюдянский район	21	97,96	58,39	39,56	40,4	59,6
Тайшетский район	63	225,05	93,11	131,94	58,6	41,4
Тулунский район	38	28,36	18,58	9,77	34,5	65,5
Усольский район	37	136,13	77,58	58,54	43,0	57,0
Усть-Илимский район	13	98,84	55,80	43,04	43,5	56,5
Усть-Кутский район	21	321,70	183,09	138,61	43,1	56,9
Усть-Удинский район	18	19,30	12,00	7,30	37,8	62,2
Черемховский район	23	118,04	33,53	84,51	71,6	28,4
Чунский район	31	115,57	44,59	70,98	61,4	38,6
Шелеховский район	16	14,84	4,36	10,47	70,6	29,4
Аларский район	36	11,70	10,38	1,32	11,3	88,7
Баяндаевский район	20	12,32	3,80	8,52	69,1	30,9
Боханский район	32	13,12	10,40	2,72	20,7	79,3
Нукутский район	22	12,41	5,77	6,64	53,5	46,5
Осинский район	18	7,89	4,77	3,12	39,6	60,4
Эхирит-Булагатский район	25	40,29	27,27	13,01	32,3	67,7
Итого	**995**	**3731,34**	**2291,30**	**1440,04**	**-**	**-**

Из таблицы 1.6.1. видно, что в целом в ряде городов и районов существует значительный запас мощности на котельных, который варьируется от 6 до 70 % от их установленной мощности. Низкий коэффициент использования обуславливает неэффективную работу котельных, а достаточно высокий ее резерв увеличивает финансовую нагрузку на бюджет и население и формирует завышенные тарифы на тепловую энергию для потребителей. Для нормальной работы достаточно иметь резерв на уровне 25 %. Другой проблемой является то, что этот резерв не равномерно распределен по территориям. Анализ соотношения величин установленной мощности и подключенной нагрузки по муниципальным образованиям показывает, что наибольшее превышение установленной мощности относительно присоединенной нагрузки имеется в Ангарском, Жигаловском, Заларинском, Зиминском, Мамско-Чуйском, Тайшетском, Черемховском, Чунском,

Шелеховском и Баяндаевском районах, а также в городах Усть-Ильимск и Черемхово.

Наиболее крупные промышленные потребители с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия за 2019 год:

- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске – 627,0695 Гкал/ч (5007 тыс. Гкал);
- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске – 225 Гкал/ч (301 тыс. Гкал);
- АО «Ангарская нефтехимическая компания» – 732,33 Гкал/ч (3033,406 тыс. Гкал);
- АО «Ангарский завод полимеров» – 1184 тыс. Гкал;
- АО «Усолье-Сибирский химфармзавод» – 3711 тыс. Гкал;
- АО «Саянскхимпласт» – 110,26 Гкал/ч (756 тыс. Гкал);
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат» –117,98 Гкал/ч (118 тыс. Гкал);
- ПАО «Коршуновский ГОК» – 61,41 Гкал/ч (129 тыс. Гкал);
- ПАО «РУСАЛ Братск» - 171 тыс. Гкал;
- ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов – 81,058 Гкал/ч (142 тыс. Гкал);
- АО «Иркутсккабель» – 44,173 Гкал/ч (104 тыс. Гкал);
- ПАО «Корпорация Иркут» – 579 тыс. Гкал;
- ООО «Компания «Востсибуголь» – 104 тыс. Гкал;
- Филиал Пивоварня Хайнекен – 14 Гкал/ч;
- ООО «СКДП» - 16,8 Гкал/ч;
- ООО «Иркутский Масложиркомбинат» - 25,8 Гкал/ч.

Таблица 1.6.2. Наиболее крупные промышленные потребители, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований Иркутской области, с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия за 2019 год, Гкал/ч

Источник тепловой энергии	Крупные потребители	Договорная нагрузка,
Шелеховский уч. НИТЭЦ (ТЭЦ-5)	**Паровые нагрузки:**	
	ПАО «РУСАЛ Братск»	16,9
	ОАО «Иркутсккабель»	8,6
	Горячая вода:	
	г. Шелехов	134,3
	ПАО «РУСАЛ Братск»	64,1
	ОАО «Иркутсккабель»	35,5
	ОАО «ИЭСК»	0,2
	ООО «ИнКомПро»	0,6
	ООО «Гранит»	0,1
Усть-Илимская ТЭЦ (УИТЭЦ)	**Паровые нагрузки:**	
	ЛПК - АО «Группа Илим»	225
	Горячая вода:	

Источник тепловой энергии	Крупные потребители	Договорная нагрузка,
	г. Усть-Илимск	696,2
ТЭЦ-11	**Горячая вода:**	
	г. Усолье-Сибирское	400,5
Ново-Зиминская ТЭЦ (НЗТЭЦ)	**Паровые нагрузки:**	110,2
	Горячая вода:	
	г. Саянск, г. Зима	304,2
Ново-Иркутская ТЭЦ (НИТЭЦ)	**Паровые нагрузки:**	
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8
	Филиал «пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4
	ООО «Блок+»	0,3
	Горячая вода:	
	Левобережная часть г. Иркутска	691,9
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7
	р.п. Марково	16,0
	ООО «СибТех»	1,8
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,8
	Спортивно-оздоровительный комплекс НИТЭЦ	0,2
	ООО «БСЭС-агро», ООО «Гурман»	1,1
	Правобережная часть г. Иркутска	1057,2
Котельная СПУ	**Горячая вода:**	
	г. Иркутск	349,1
ТЭЦ-12	**Горячая вода:**	
	г. Черемхово	133,4
ТЭЦ-16	**Паровые нагрузки:**	
	Коршуновский ГОК	9,5
	Горячая вода:	
	г. Железногорск-Илимский	116,4
	Коршуновский ГОК	51,9
ТЭЦ-6, ТЭЦ-6 (ТИиТС)	**Паровые нагрузки:**	
	сторонние потребители	32,8
	ООО «СКДП»	16,8
	АО Группа «Илим»	424,9
	Горячая вода:	
	АО Группа «Илим»	202,1
	г. Братск	1024,9
Котельная №1 АО "Каравай"	б/о «Юбилейный»	16,5
ТЭЦ-10	г. Ангарск	1,6
Уч. №1 ТЭЦ-9 (ТЭЦ №1)	**Паровые нагрузки:**	
	АО «АНХК»	269,3
	Горячая вода:	
	АО «АНХК»	10,0

Источник тепловой энергии	Крупные потребители	Договорная нагрузка,
ТЭЦ-9	**Паровые нагрузки:**	
	АО «АНХК»	197,0
	Горячая вода:	
	г. Ангарск	1393,5
	АО «АНХК»	234,0
	АО «АЭХК»	117,9
	АО «АНХК»	22,0

В таблице 1.6.3. представлен перечень основных крупных потребителей Иркутской области с указанием источников покрытия их нагрузок, типов используемых установок тепловой генерации, их тепловая и электрическая мощность, а также год ввода в эксплуатацию.

Таблица 1.6.3. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Иркутской области с описанием источников покрытия их нагрузки

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители
ТЭЦ-6 (г. Братск)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города 3. ООО «СКДП»
	1	ПТ-60-130/13	1965	60	156		
	2	Р-50-130/13	1965	50	187		
	3	ПТ-60-130/13	1971	60	156		
	4	Р-50-130/13/2	1973	50	187		
	5	Р-50-130/13	1977	50	187		
	Котлы						
	1	БКЗ-320-140 ПТ	1965			320	
	2	БКЗ-320-140 ПТ	1965			320	
	3	БКЗ-320-140 ПТ	1966			320	
	4	БКЗ-320-140 ПТ(выведен из эксплуатации)	1968			320	
	5	БКЗ-320-140 ПТ	1971			320	
	6	БКЗ-320-140 ПТ	1973			320	
	7	БКЗ-320-140 ПТ	1977			320	
	8	БКЗ-320-140 ПТ	1979			320	
	9	БКЗ-320-140 ПТ (выведен из эксплуатации)	1982			320	
	10	БКЗ-320-140 ПТ	1987			320	
ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7) (г. Братск)	Парк турбинного оборудования						
	1	АР-6-35/5	1961	6	38		
	2	АР-6-35/6	1963	6	43		
	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1989			75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1985			75	
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1963			75	
	4	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из	1965			75	

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители
		эксплуатации)					
	5	БКЗ-75-39 ФБ	1980			75	
	6	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1983			75	
	7	БКЗ-75-39 ФБ	1985			75	
	8	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1987			75	
	9	БКЗ-75-39 ФБ	1990			75	
ЦРГК ТЭЦ-6	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ				75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ				75	
	3	КВ-ТК 100-150-6			100		
	4	КВ-ТК 100-150-6(выведен)			100		
	5	КВ-ТК 100-150-6			100		
ТЭЦ-9 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования						1. АО «Ангарский электролизный химический комбинат» 2. АО «Ангарская нефтехимическая компания» 3. АО «Ангарский завод полимеров» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-60-130/13	1963	60	144		
	2	ПТ-50-130/13	1963	50	144		
	3	Р-50-130/15	1964	50	188		
	4	Р-50-130/15	1968	50	188		
	5	Т-60/65-130	1966	60	105		
	6	Т-60/65-130	1969	60	105		
	7	Т-110/120-130	1980	110	184		
	8	Р-100-130/15	1983	100	359,7		
	Котлы						
	1	ТП-85-140ПТ	1963			420	
	2	ТП-85-140ПТ	1963			420	
	3	ТП-85-140ПТ	1964			420	
	4	ТП-85-140ПТ	1966			420	
	5	ТП-81-140ПТ	1967			420	
	6	ТП-81-140ПТ	1969			420	
	7	ТП-81-140ПТ	1972			420	
	8	ТП-81-140ПТ	1980			420	
	9	ТП-81-140ПТ	1983			420	
	10	ТП-81-140ПТ	1985			420	
	11	ТП-81-140ПТ	1989			420	
Участок №1 ТЭЦ-9 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования						
	7	Р-25-90/18 (планируется вывод 01.09.2020)	1961	24	160		
	9	ПТ-30-90/10 (планируется вывод 01.09.2020)	1954	30	120		
	10	ПТ-25-90/10 (планируется вывод 01.09.2020)	1954	25	73		
	Котлы						
	12	ПК-10	1955			230	
	13	ПК-10	1955			230	
	14	ПК-10	1955			230	
	15	ПК-10	1955			230	
	16	ПК-10	1956			230	
	17	ПК-10	1957			230	
	18	ПК-10	1961			230	
ТЭЦ-10 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования						
	1	ПТ-60-90/13	1959	60	173		

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители
	2	К-150-130	1960	150	40		
	3	К-150-130	1960	150	40		
	4	К-150-130	1960	150	40		
	5	К-150-130	1961	150	40		
	6	К-150-130	1961	150	150		
	7	К-150-130	1961	150	40		
	8	К-150-130	1962	150	40		
				Котлы			
	1	ТП-10	1959			220	
	2	ТП-10	1959			220	
	3	ПК-24	1959			270	
	4	ПК-24	1960			270	
	5	ПК-24	1960			270	
	6	ПК-24	1960			270	
	7	ПК-24	1960			270	
	8	ПК-24	1960			270	
	9	ПК-24	1961			270	
	10	ПК-24	1961			270	
	11	ПК-24	1961			270	
	12	ПК-24	1961			270	
	13	ПК-24	1961			270	
	14	ПК-24	1961			270	
	15	ПК-24	1961			270	
	16	ПК-24	1962			270	
ТЭЦ-11 г. Усолье-Сибирское				Парк турбинного оборудования			1. АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-25-90/10	1959	22	100		
	2	ПТ-25-90/10	1960	19	72		
	3	ПТ-50-130/13	1961	50	145		
	4	Т-50-130	1964	50	98		
	5	Р-50-130/13	1965	50	190		
	6	Т-50-130	1966	50	109		
	7	Р-30-130/13 (выведен из эксплуатации)	1967	30			
	8	Т-100-130	1971	79,3	143		
				Котлы			
	1	БКЗ-160-100 Ф	1959			160	
	2	БКЗ-160-100 Ф	1960			160	
	3	БКЗ-210-140	1961			210	
	4	БКЗ-210-140	1962			210	
	5	ТП-85 (выведен из эксплуатации)	1964			420	
	6	ТП-85	1965			420	
	7	ТП-81	1967			420	
	8	ТП-81	1968			420	
	9	ТП-81	1986			420	
ТЭЦ-12 (г. Черемхово)				Парк турбинного оборудования			1. Филиал «Разрез «Черемховуголь» ООО «Компания «Востсибуголь» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПР-6-35/5/1,2М	1994	6	34		
	2	Р-6-3,4/1,5-1	2011	6	40		
				Котлы			
	7	ТП-30	1954			30	
	8	ТП-30	1954			30	
	9	БКЗ-75-39 ФБ	1976			75	
	10	БКЗ-75-39 ФБ	1978			75	
	11	БКЗ-75-39 ФБ	1985			75	
	1	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8			
	2	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8			

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители
	3	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8			
	4	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8			
ТЭЦ-16 г. Железногорск-Илимский	Парк турбинного оборудования						1. ПАО «Коршуновский ГОК» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПР-6-35/10/1,2	1993	6	44		
	2	Р-12-35/5	2006	12	73		
	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ	1964			75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1964			75	
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1966			75	
	4	БКЗ-75-39 ФБ	1975			75	
	5	БКЗ-75-39 ФБ	1977			75	
	6	КЭПР-2500/10+ЭПП-270/0,4	2008	2,77			
	7	КЭПР-2500/10+ ЭПП-270/0,4	2008	2,77			
	8	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	9	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	10	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	11	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	12	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	13	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	14	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	15	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
Ново-Иркутская ТЭЦ (г. Иркутск)	Парк турбинного оборудования						1. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-60-130/13	1975	60	146		
	2	ПТ-60-130/13	1976	60	146		
	3	Т-175/210-130	1980	175	280		
	4	Т-175/210-130	1984	175	280		
	5	Т-185/220-130	1987	185	290		
	6	Р-50-130/13	2013	53	190		
	Котлы						
	1	БКЗ-420-140-6	1975			420	
	2	БКЗ-420-140-6	1976			420	
	3	БКЗ-420-140-6	1979			420	
	4	БКЗ-420-140-6	1980			420	
	5	БКЗ-500-140-1С	1984			500	
	6	БКЗ-500-140-1С	1985			500	
	7	БКЗ-500-140-1С	1987			500	
	8	БКЗ-820-140-1С	1996			820	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (г. Шелехов)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов 2. АО «Кремний» 3. АО «Иркутсккабель» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	Р-6-35/5	1961	6	40		
	2	Р-6-35/3	1961	6	30		
	3	Р-6-35/3	1962	6	30		
	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ	1960			75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1961			75	
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1962			75	
	4	БКЗ-75-39 ФБ	1965			75	
	5	БКЗ-75-39 ФБ	1977			75	
	6	БКЗ-75-39 ФБ	1979			75	
	7	БКЗ-75-39 ФБ	1982			75	
Усть-Илимская ТЭЦ (г. Усть-Илимск)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал АО «Группа Илим» в г. Усть-Илимске 2. Жилищно-коммунальный
	1	ПТ-60-130/13	1978	60	169		
	3	Т-100/120-130-3	1979	110	184		
	4	Р-50-130/13	1980	50	188		
	5	Т-110/120-130	1980	110	184		

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители
	6	Т-185/220-130	1990	185	290		сектор и бюджетная сфера города
	Котлы						
	1	БКЗ-420-140 ПТ-2	1978			420	
	2	БКЗ-420-140 ПТ-2	1979			420	
	3	БКЗ-420-140 ПТ-2	1979			420	
	4	БКЗ-420-140 ПТ-2	1980			420	
	5	БКЗ-420-140 ПТ-2	1981			420	
	6	БКЗ-420-140-9 (выведен из эксплуатации)	1981			420	
	7	БКЗ-420-140 ПТ-2	1989			420	
Ново-Зиминская ТЭЦ(г. Саянск).	Парк турбинного оборудования						1. АО «Саянскхимпласт» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-80/100-130/13	1981	80	210		
	2	ПТ-100/114-130/13	1982	100	196		
	3	ПТ-80/100-130/13	1983	80	210		
	Котлы						
	1	БКЗ-420-140-6	1980			420	
	2	БКЗ-420-140-6	1981			420	
	3	БКЗ-420-140-6	1983			420	
	4	БКЗ-420-140-7	1990			420	

1.7. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области и информация по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в последнем году

В Иркутской области расположены электростанции, принадлежащие ПАО «Иркутскэнерго», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», АО «Витимэнергосбыт», ООО «Теплоснабжение», а также две электростанции промышленных предприятий. По состоянию на 1 января 2020 года установленная мощность электростанций Иркутской области составляет 13132,1 МВт. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области с разбивкой по собственникам электростанций представлена в таблице 1.1.1 в пункте 1.1.1. «Производство электроэнергии в Иркутской области», в таблице 1.7.1 и на рисунке 1.7. настоящего раздела.

Таблица 1.7.1. Суммарная установленная мощность электростанций, действующих в Иркутской области, по состоянию на 31 декабря 2019 года, МВт

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Установленная мощность всего на конец года	13249,1	13249,1	13162,1	13132,1	13132,1
в том числе: ГЭС (включая Мамаканскую ГЭС)	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС (включая электростанции промышленных предприятий и розничного рынка)	4160,7	4160,7	4073,7	4043,7	4043,7

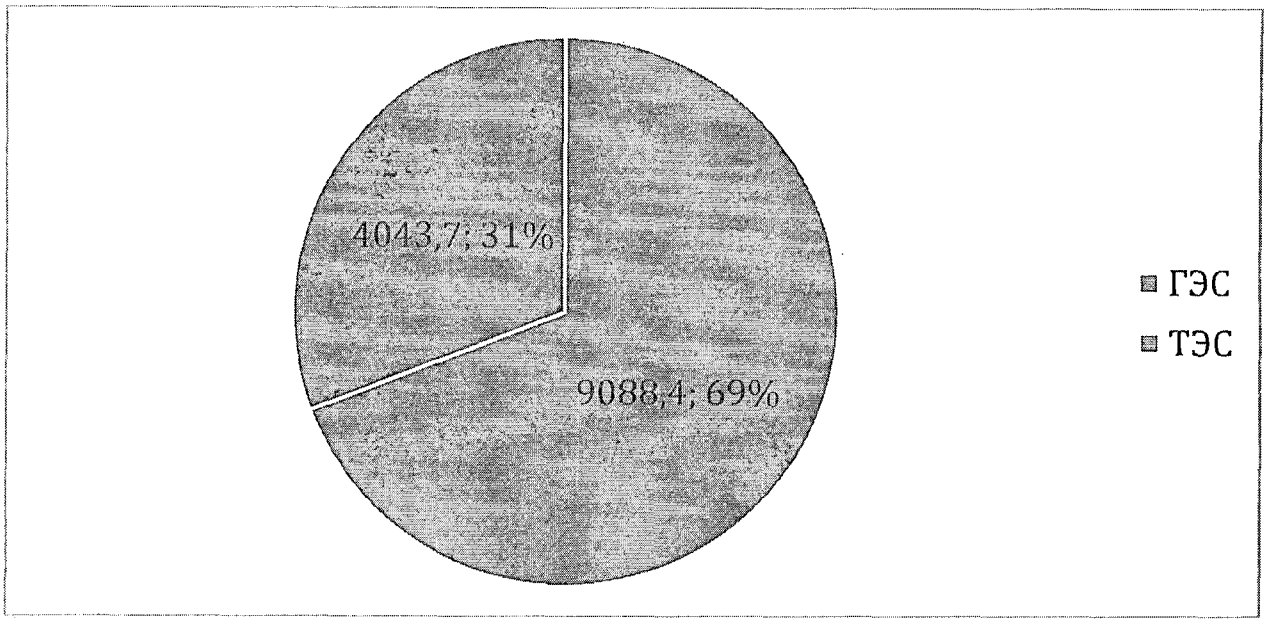


Рисунок 1.7. Структура установленной мощности электростанций Иркутской области в 2019 году

Последнее изменение установленной мощности было в 2018 году, за счет сокращения мощности ТЭС на 30 МВт, из-за вывода из эксплуатации ТА-7 Иркутской ТЭЦ-11 установленной мощностью 30 МВт.

1.8. Состав существующих электростанций и станций промышленных предприятий, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Перечень электростанций энергосистемы Иркутской области со сроками ввода их в эксплуатацию приведены в таблице 1.8.1.

Таблица 1.8.1. Состав электростанций энергосистемы Иркутской области

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Станции ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»				
1	Иркутская ГЭС	662,4	–	1959
2	Братская ГЭС	4500,0	–	1966
3	Усть-Илимская ГЭС	3840,0	–	1979
Станции АО «Витимэнергосбыт»				
16	Мамаканская ГЭС	86,0	–	1963
Станции ООО «Теплоснабжение»				
17	ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	24,0	282,8	1965
Станции ПАО «Иркутскэнерго»				
4	Участок №1 ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	79,0	829,9	1955
5	Шелеховский участок Н-И ТЭЦ (ТЭЦ-5)	18,0	346,7	1962
6	ТЭЦ-6	270,0	**1442,6**	1965

7	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6	12,0	**300,8**	1961
8	ТЭЦ-9	540,0	2402,5	1959
9	ТЭЦ-10	1110,0	563,0	1962
10	ТЭЦ-11	320,3	**1056,9**	1959
11	ТЭЦ-12	12,0	**190,0**	1932
12	ТЭЦ-16	18,0	249,0	1965
13	Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	1729,1	1975
14	Усть-Илимская ТЭЦ	515,0	**1015,0**	1978
15	Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	818,7	1983
Станции промышленных предприятий				
18	ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	113,0	н/д	1966
19	ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	44,4	н/д	1979

Таблица 1.8.2. Суммарное количество агрегатов электростанций генерирующих компаний

Объекты	Турбо (гидро) агрегаты	
	Количество, шт.	Мощность, МВт
ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	42	9002,4
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	54	3862,3
ГЭС АО «Витимэнергосбыт»	4	86,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	3	24,0

Большую часть установленной мощности в энергосистеме Иркутской области занимают гидроэлектростанции, что является дешевым и надежным источником электроэнергии. Однако, оборудование почти всех электростанций Иркутской энергосистемы эксплуатируется за пределами нормативных сроков службы (более 30 лет).

1.9. Состав объектов генерации в изолированных и труднодоступных районах Иркутской области

Информация по каждому объекту генерации: наименование генерирующего объекта, адрес генерирующего объекта, установленная мощность генерирующего объекта – МВт, далее информация за последние 3 года по разбивке по годам: объем производства электрической энергии – кВтч, удельный расход условного (натурального) топлива на выработку 1 кВтч электрической энергии в среднем за год – г.у.(н.)т./кВт, фактические ежегодные расходы на производство электрической энергии – млн. рублей, объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект – млн рублей, одноставочный экономически обоснованный тариф для генерирующего объекта – рубль/кВтч приведена в таблицах 1.9.1 и 1.9.2.

Таблица 1.9.1. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области

Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт			Объем ежегодного производства электрической энергии, млн. кВт.ч			Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч., гр/кВт.ч		
		2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Ербогаченское МО	ДЭС с. Наканно	30	30	30	0,110	0,110	0,110	0,235	0,235	0,235
	ДЭС с. Хамакар	30	30	30	0,110	0,110	0,110	0,235	0,235	0,235
	ДЭС с. Оськино	20	20	20	0,074	0,074	0,074	0,246	0,246	0,246
	ДЭС д. Тетея	20	20	20	0,074	0,074	0,074	0,246	0,246	0,246
	ДЭС уч. Инаригда	5	5	5	0,019	0,019	0,019	0,22	0,22	0,22
Аршанское сельское поселение Тулунского района	Дизельная электрическая станция	1018,2	1018,2	1259,2	1,27	1,27	0,74 за 9 мес	280,8	284,4	283,33 за 9 мес
Аносовское МО	Дизельная электрическая станция	1030	1030	1030	0,64	1,25	0,90	393	418	373
Аталанское МО	Дизельная электрическая станция	300	300	300	0,19	0,43	0,26	423	431	423
Ключинское МО	Дизельная электрическая станция	180	180	180	0,08	0,18	0,13	365	425	419
Подволоченское МО	Дизельная электрическая станция	300	300	300	0,20	0,36	0,28	425	461	426
Раздольинское МО	Дизельная электрическая станция	175	175	275	0,11	0,28	0,23	348	412	359
Ольхонское МО	Дизельная электрическая станция	200	200	200	0,13	0,26	0,17	348	373	357
Карамское МО	Дизельная электрическая станция	300	300	300	0,28	0,58	0,43	311	352	358
Мартыновское МО	Дизельная электрическая станция	90	90	90	0,09	0,17	0,10	281	348	359
		60	60	60	0,04	0,10	0,08	331	370	344

Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт			Объем ежегодного производства электрической энергии, млн. кВт.ч			Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч., гр/кВт.ч		
		30	30	30	0,04	0,07	0,05	331	394	371
Казачинское сельское поселение	Дизельная электрическая станция	30	30	30	0,08	0,12	0,10	331	329	287
		60	60	60	0,05	0,12	0,09	241	355	354
МО "Казачинско-Ленский район"	Дизельная электрическая станция	-	12	12	0,00	0,03	0,03	-	351	380
Вершино-Тутурское МО	Дизельная электрическая станция	-	-	160	0,00	0,00	0,08	-	-	376
МО "Жигаловский район"	Дизельная электрическая станция	-	-	100	0,00	0,00	0,06	-	-	357
МО "Нижнеилимский район"	Дизельная электрическая станция АД-60С-Т400-Р	60	60	60	0,09	0,09	0,18	0,297	0,299	0,289
Петропавловское сельское поселение Киренкского района	ДЭС с. Сполошино	60	60	30	0,28	0,26	0,28	338,9	338,9	338,9
Визиринское сельское поселение Киренского района	ДЭС п. Визирный	220	220	220	0,62	0,64	0,64	398,1	397,1	398,1
Коршуновское сельское поселение Киренского района	ДЭС с. Коршуново	200	200	200	0,70	0,71	0,73	378,8	378,8	378,8
	ДЭС д. Мироново	75	75	75	0,30	0,29	0,30	351,3	351,3	351,3
МО "Киренский район"	ДЭС с. Красноярово	50	50	50	0,22	0,21	0,22	327,8	327,8	327,8
Макаровское сельское поселение	ДЭС д. Пашня	60	60	60	0,12	0,11	0,11	320,9	320,9	320,9
	ДЭС д. Усть-Киренга	60	60	60	0,19	0,18	0,18	338,2	338,2	338,2
Бодайбинское МО	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	60	60	60	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3

Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт			Объем ежегодного производства электрической энергии, млн. кВт.ч			Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч., гр/кВт.ч		
Карахунское МО	ДЭС п. Карахун	1485	1485	1485	1,89	2,85	2,91	0,4/0,3	0,3/0,2	0,3/0,2
	ДЭС п. Южный	130	160	130	0,13	0,21	0,17	0,6/0,4	0,6/0,4	0,6/0,4
Озернинское МО	ДЭС п. Озерный	1720	1720	1720	2,52	2,99	3,00	0,4/0,3	0,4/0,3	0,4/0,3
Наратайское МО	ДЭС п. Наратай	530	530	530	0,98	1,18	1,21	0,5/0,3	0,5/0,3	0,5/0,3
Мамское МО	ПАЭС 2500	2500	2500	2500	58,41	95,40	0,00	0,665	0,665	0,665
Луговское МО	ДГА-315	315	315	315	0,08	0,06	0,12	0,252	0,252	0,252
Витимское МО	ЭД-200-Т400-1РН	200	200	200				-	-	-
МО "Нижнеудинский район"	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	320	320	640	0,41	0,66	0,40	0,434	0,101	0,104
	ДЭУ	725	725	880	0,76	0,63	0,60	0,384	0,367	0,176
	ДЭУ	610	610	610	0,49	0,49	0,37	0,396	0,354	0,27
Усть-Кутское МО	ДЭС	-	-	60	0,00	0,00	0,11	-	-	0,39
	ДЭС	-	-	60	0,00	0,00	0,11	-	-	0,39
	ДЭС	-	-	60	0,00	0,00	0,11	-	-	0,39
ИТОГО:		8595	8625	9250	17,98	19,44	15,01	2,431	2,039	2,937

Таблица 1.9.2. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области

Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВт·ч)			Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн.р.)			Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./кВт.ч)		
		2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Ербогаченское МО	ДЭС с. Наканно	28,6	33,5	-	25,9	30,5	38,3	28,6	33,5	44,2
	ДЭС с. Хамакар	28,6	33,5	-	25,9	30,5	38,3	28,6	33,5	44,2
	ДЭС с. Оськино	28,6	33,5	-	17,4	20,5	25,8	28,6	33,5	44,2
	ДЭС д. Тетея	28,6	33,5	-	17,4	20,5	25,8	28,6	33,5	44,2
	ДЭС уч. Инаригда	28,6	33,5	-	4,5	5,2	6,6	28,6	33,5	44,2
Аршанское сельское поселение Тулунского района	Дизельная электрическая станция	32,2	32,3	29,7 за 9 мес	18,5	21,7	31, 6	18,69/ 18,69	18,69/ 23,89	23,89/ 39,26
Аносовское МО	Дизельная электрическая станция	16,1	24,9	24,25	11,2	24,6	29,8	20,81	50,87	61,18
Аталанское МО	Дизельная электрическая станция	20,0	28,3	31,05	3,0	7,1	8,6	20,81	50,87	61,18
Ключинское МО	Дизельная электрическая станция	22,6	33,1	39,56	1,3	3,0	3,7	20,81	50,87	61,18
Подволоченское МО	Дизельная электрическая станция	19,2	29,7	30,4	2,9	7,7	9,4	20,81	50,87	61,18
Раздольинское МО	Дизельная электрическая станция	15,6	24,9	25,31	1,7	4,5	5,4	30,3	56,80	65,19
Ольхонское МО	Дизельная электрическая станция	18,5	19,8	13,24	2,1	4,9	5,6	27,97	60,08	67,84
Карамское МО	Дизельная электрическая станция	18,4	25,1	28,41	6,0	12,4	13,8	28,76	60,01	69,72
Мартыновское МО	Дизельная электрическая станция	16,6	27,8	32,06	1,9	3,9	4,6	28,76	60,01	69,72
		22,8	34,5	34,84	0,9	1,9	2,1	28,76	60,01	69,72
		21,34	37,72	40,34	0,7	1,5	1,7	28,76	60,01	69,72

Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВт·ч)			Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн.р.)			Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./кВт.ч)		
Казачинское сельское поселение	Дизельная электрическая станция	13,35	28,09	26,18	1,9	3,9	4,5	28,76	60,01	69,72
		18,7	30,17	30,24	1,1	2,3	2,6	28,76	60,01	69,72
МО "Казачинско-Ленский район"	Дизельная электрическая станция	-	47,79	40,85	1	2,1	2,4	28,76	60,01	69,72
Вершино-Тутурское МО	Дизельная электрическая станция	-	-	34,44	-	-	3,9	-	-	76,5
МО "Жигаловский район"	Дизельная электрическая станция	-	-	41,27	-	-	2,6	-	-	76,18
МО "Нижнеилимский район"	Дизельная электрическая станция АД-60С-Т400-Р	38,15	38,8	43,21	2,78	2,77	6,46	37,22	37,22	37,22/ 49,11
Петропавловское сельское поселение Киренкского района	ДЭС с. Сполошино	18,03	19,74	22,1	4,46	4,98	5,99	19,71	21,85	26,46
Визиринское сельское поселение	ДЭС п. Визирный	18,03	19,74	22,1	11,2	12,9	15,6	19,71	21,85	26,46
Коршуновское сельское поселение Киренского района	ДЭС с. Коршуново	18,03	19,74	22,1	14,64	16,64	20,13	19,71	21,85	26,46
	ДЭС д. Мироново	18,03	19,74	22,1				19,71	21,85	26,46
МО "Киренский район"	ДЭС с. Красноярово	18,03	19,74	22,1	3,5	3,8	4,6	19,71	21,85	26,46
Макаровское сельское поселение	ДЭС д. Пашня	18,03	19,74	22,1	5,02	5,29	6,47	19,71	21,85	26,46
	ДЭС д. Усть-Киренга	18,03	19,74	22,1				19,71	21,85	26,46
Бодайбинское МО	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	0,2	0,2	0,2	2,4	2,4	2,8	12,25	12,25	14,59
Карахунское МО	ДЭС п. Карахун	14,7	10,4	14,1	17,156	40,587	88,857	14,99	38,68	86,35

Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВт·ч)			Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн.р.)			Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./кВт.ч)		
	ДЭС п. Южный	35,96	20,81	53,67						
Озернинское МО	ДЭС п. Озерный	14,56	11,73	19,92	26,291	37,166	72,202	13,87	32,34	62,95
Наратайское МО	ДЭС п. Наратай	17,8	12,76	20,54	13,156	18,106	37,087	16,36	38	76,78
Мамское МО	ПАЭС 2500	-								
Луговское МО	ДГА-315	-								
Витимское МО	ЭД-200-Т400-1РН	-								
МО "Нижнеудинский район"	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	28,79	14,88	19,9	11,6	9,8	7,9	0,7/0,7	0,7/0,7	0,8/0,8
	ДЭУ	21,82	29,87	39,99	16,5	18,8	23,8	0,8/0,7	0,7/0,7	0,8/0,8
	ДЭУ	22,08	27,84	45,15	10,8	13,6	16,8	0,7/0,7	0,7/0,7	0,8/0,8
Усть-Кутское МО	ДЭС	-	-	28,83	-	-	2,0	-	-	26,65
	ДЭС	-	-	28,83	-	-	2,0	-	-	26,65
	ДЭС	-	-	28,83	-	-	2,0	-	-	26,65

1.10. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Суммарная собственная выработка электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2019 году составила 57 577,48 млн кВт·ч. По сравнению с прошлым годом выработка электроэнергии выросла на 13 %. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций представлена в таблице 1.10.1 (или на рисунке 1.1 пункта 1.1.1. «Производство электроэнергии в Иркутской области»).

Таблица 1.10.1. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций Иркутской области, млн кВт·ч

Показатель	2018 год	2019 год	2019/2018, %
Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	50 945,41	57 577,50	113,02
ГЭС	37 150,34	44 865,10	120,76
ТЭС, в том числе:	13 795,07	12712,40	92,15
Электростанции промышленных предприятий	898,47	855,13	95,17

В 2019 году доля ГЭС в суммарной выработке электроэнергии составила 78%, что на 5,0 процентных пункта выше уровня предыдущего года. Доля производства электроэнергии ТЭЦ, напротив, несколько снизилась по отношению к предыдущему году, и в 2019 году составила 22 %. При этом доля ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» составляет 77,33 % от общего объема выработанной электроэнергии; доля ТЭС ПАО «Иркутскэнерго» – 20,49 %, электростанции промышленных предприятий – 1,49 %. При этом доля предприятий ПАО «Иркутскэнерго» и ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» (ГЭС и ТЭС) составила 97,82% от общего объема выработанной электроэнергии. Структура выработки электроэнергии по каждой из электростанций Иркутской области представлена в таблице 1.10.2.

Таблица 1.10.2. Структура выработки электроэнергии в разрезе электростанций Иркутской области

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Доля от суммарной выработки за 2019 год, %
	2015	2016	2017	2018	2019	
Иркутская ГЭС	2 848,74	2 859,26	2 867,50	3 113,42	4 126,01	7,17
Братская ГЭС	16 611,50	17 626,40	16 283,23	17 325,98	21 074,55	36,60
Усть-Илимская ГЭС	16 131,80	16 550,20	15 637,82	16 326,16	19 325,95	33,57
Мамаканская ГЭС	330,93	328,79	377,41	384,78	338,57	0,59
Итого ГЭС:	**35 922,97**	**37 364,65**	**35 165,96**	**37 150,34**	**44 865,08**	**77,92**

Иркутская ТЭЦ-6	808,97	802,59	716,79	677,04	648,06	1,13
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	76,80	77,81	76,29	67,19	71,15	0,12
Иркутская ТЭЦ-9	1 611,17	1 771,46	2 017,39	1 985,74	1 881,95	3,27
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9	318,59	224,78	201,59	1 98,66	215,32	0,37
Иркутская ТЭЦ-10	2 732,61	2 487,38	3 103,99	4 134,78	3 756,80	6,52
Иркутская ТЭЦ-11	784,86	798,97	750,24	852,36	635,72	1,10
Иркутская ТЭЦ-12	45,88	52,61	51,18	51,08	49,42	0,09
Иркутская ТЭЦ-16	70,93	68,06	65,68	78,67	64,74	0,11
Ново-Иркутская ТЭЦ	2 722,65	2 767,34	2 799,83	2 796,57	2 497,27	4,34
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	86,40	97,47	80,15	87,91	85,07	0,15
Усть-Илимская ТЭЦ	1 054,74	970,63	1 013,61	975,49	895,83	1,73
Ново-Зиминская ТЭЦ	955,69	930,45	949,74	938,31	998,60	1,56
Итого ТЭС ПАО «Иркутскэнерго»:	**11 269,29**	**11 049,55**	**11 826,48**	**12 843,80**	**11 799,93**	**20,49**
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	52,22	55,45	46,97	52,80	57,34	0,10
Итого ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	**52,22**	**55,45**	**46,97**	**52,80**	**57,34**	**0,10**
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	351,72	496,32	465,28	540,21	538,35	0,94
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	354,70	350,07	366,32	358,26	316,77	0,55
Итого ТЭС промышленных предприятий и розничного рынка:	**706,42**	**846,39**	**831,60**	**898,47**	**855,13**	**1,49**
ВСЕГО:	**47 950,90**	**49 316,04**	**47 871,01**	**50 945,41**	**57 577,48**	**100**

На рисунках 1.8 и 1.9 представлены структуры выработки электроэнергии ТЭЦ и ГЭС Иркутской области в 2019 году соответственно.

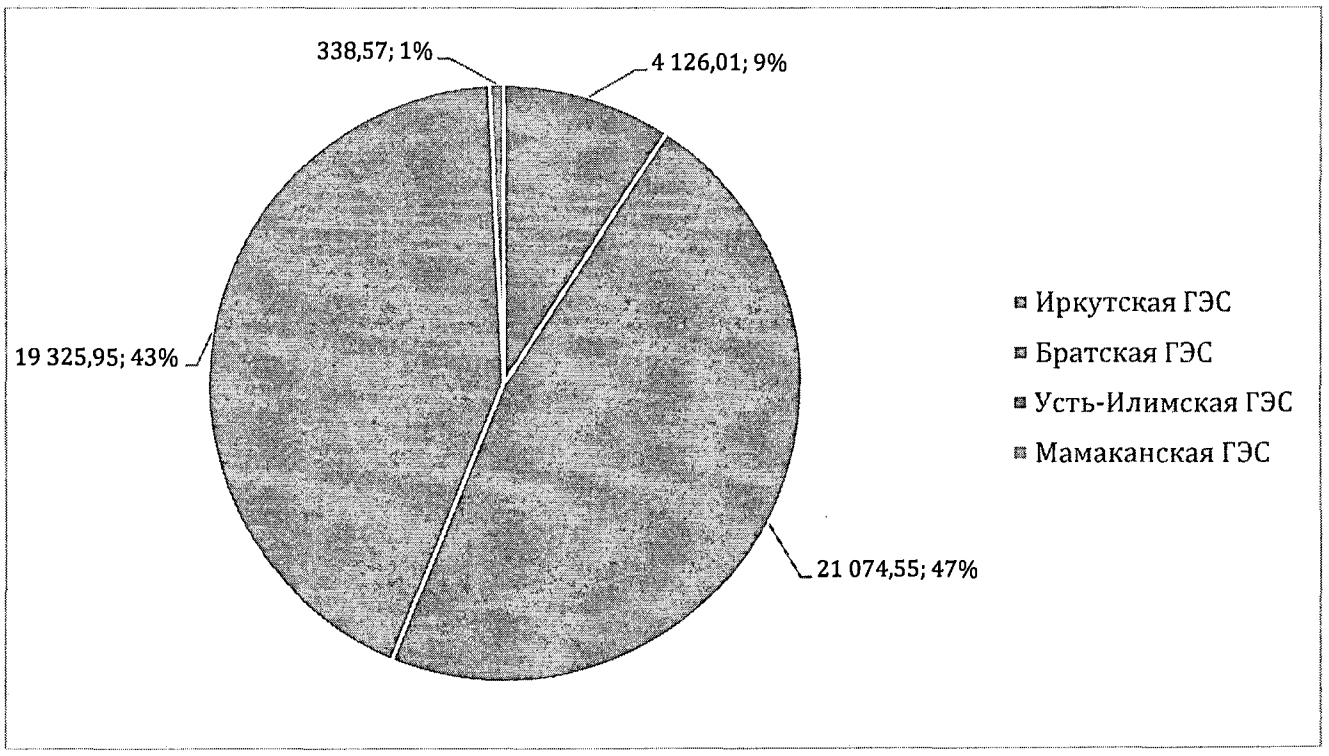


Рисунок 1.8. Структура выработки электроэнергии ГЭС Иркутской области в 2019 году, млн. кВт·ч

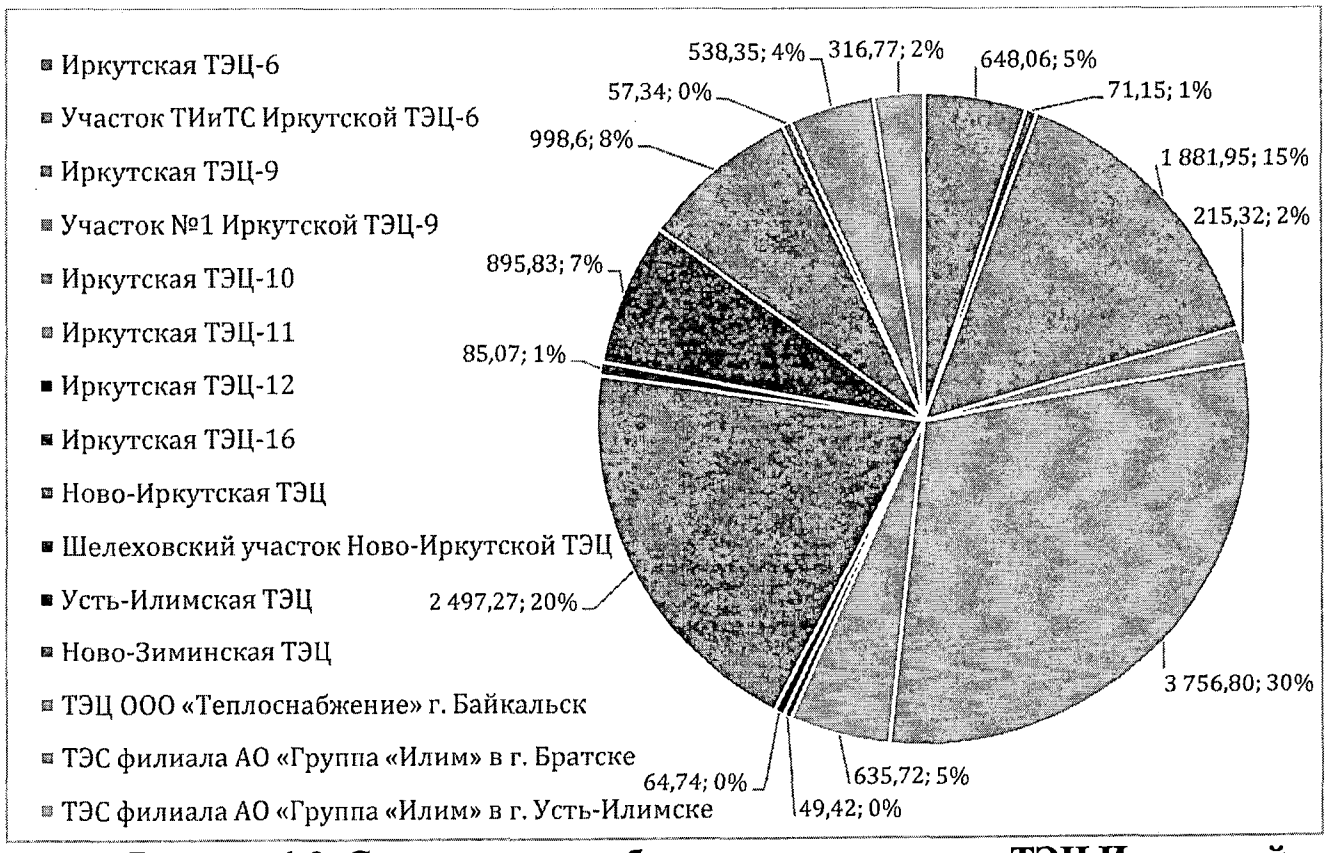


Рисунок 1.9. Структура выработки электроэнергии ТЭЦ Иркутской области в 2019 году, млн. кВт·ч

1.11. Анализ балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы

Энергосистема Иркутской области большую часть периода своего существования характеризуется избыточным балансом электрической мощности и энергии. Потенциальная возможность выработки электроэнергии на ГЭС при среднемноголетней обеспеченности гидроресурсами составляет 45-46 млрд кВт·ч, на тепловых электростанциях 17,2-19,2 млрд кВт·ч. При этом часть избытков мощности и электроэнергии передается в соседние энергосистемы Красноярского края и Республики Бурятия.

Балансы электрической мощности ЭС Иркутской области в 2015-2019 годах на час собственного максимума энергосистемы представлены в таблице 1.11.1.

Таблица 1.11.1. Баланс электрической мощности ЭС Иркутской области на час собственного максимума, МВт

Показатели	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
	24.12.2015 13:00	18.01.2016 14:00	12.12.2017 04:00	27.12.2018 05:00	06.02.2019 7:00
Максимум потребления мощности	7 571,0	7 936,0	7 673,0	8 210,5	8 196,20
Установленная мощность на час собственного максимума нагрузки энергосистемы	13 249,1	13 249,1	13 162,1	13 132,1	13 132,1
ГЭС	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4
ТЭС, в том числе:	4 160,7	4 160,7	4 073,7	4 043,7	4 043,7
электростанции промышленных предприятий	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4
Резерв мощности	1 993,6	1 268,3	2 795,2	3 032,9	1016,0
Ограничения мощности на час собственного максимума нагрузки	2 809,8	2 589,1	2 950,8	2 383,5	2 163,9
Располагаемая мощность	10 457,9	10 705,3	10 252,6	10 752,9	10 982,3
Рабочая мощность	8 894,0	9 379,6	9 197,0	10 083,5	9 568,0
Избыток (+) / Дефицит (-)	1 323,0	1 443,6	1 524,0	1 873,0	1 371,8
Нагрузка электростанций	6 900,3	8 111,3	6 401,8	7 050,6	8 551,9
Сальдо энергосистемы Иркутской области	**670,5**	**-175,3**	**1 270,8**	**1 159,9**	**355,8**

Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области в 2015-2019 годах представлен в таблице 1.11.2 и на рисунке 1.10.

Таблица 1.11.2. Выработка электроэнергии энергосистемы Иркутской области, млн кВт*ч

Показатели	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электроэнергии, в том числе:	47 950,9	49 316,0	47 871,0	50 945,4	57 577,5
ГЭС	35 923,0	37 364,6	35 166,0	37 150,3	44 865,1
ТЭС, в том числе:	12 028,0	11 951,4	12 705,0	13 795,1	12 712,4
электростанции промышленных предприятий	706,4	846,4	831,6	898,5	855,1
Электропотребление на территории ЭС	52 467,1	53 209,4	53 298,6	55 056,4	55 480,6
Сальдо перетоков электроэнергии «+» прием, «–» выдача	4 516,2	3 893,3	5 427,6	4 111,0	-2 096,9

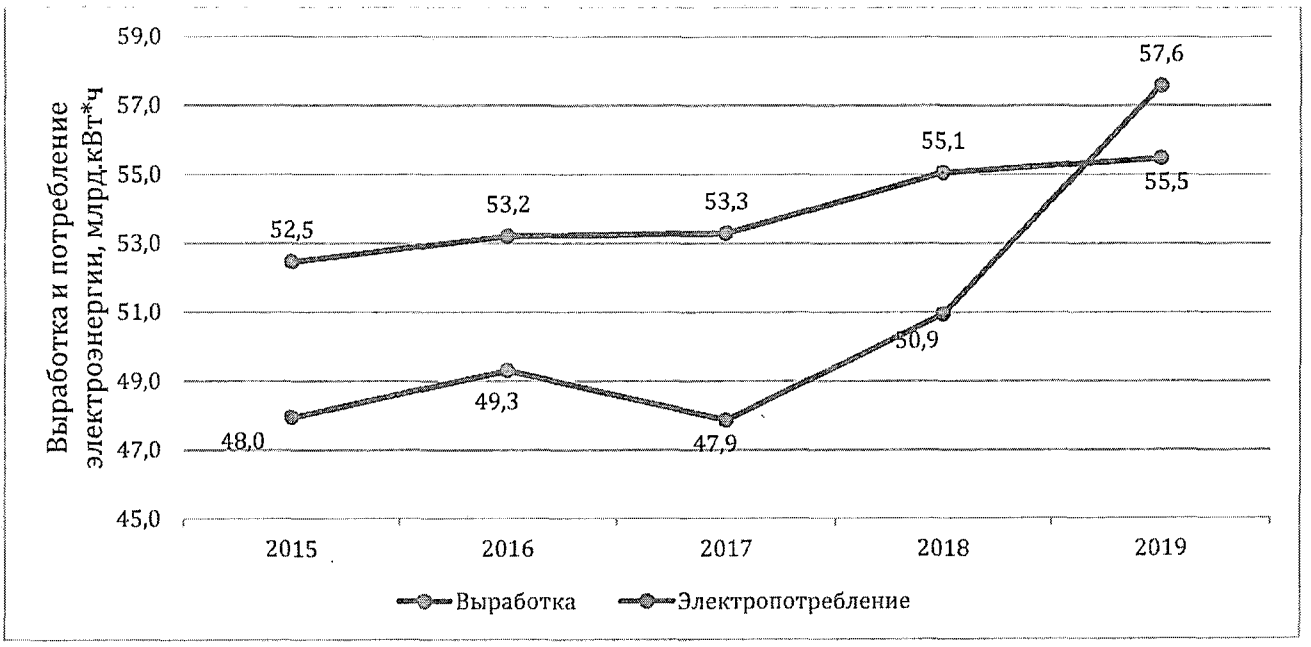


Рисунок 1.10. Баланс электрической энергии ЭС Иркутской области

Анализ баланса электрической мощности и электрической энергии энергосистемы Иркутской области позволяет сделать вывод о наличии избытков и возможности обеспечения электрической энергией новых потребителей или передачи ее в соседние энергосистемы. В 2015 – 2018 годы балансы электрической энергии складывались с сальдо перетоками электроэнергии из соседних энергосистем в связи с ухудшением гидрологической обстановки, в первую очередь из энергосистемы Красноярского края. Однако в 2019 году ситуация нормализовалась и избытки электрической энергии передаются в энергосистемы Красноярского края и республики Бурятия, тем самым обеспечивая надежное электроснабжение потребителей не только в Иркутской области, но и за ее пределами.

Отмеченный рост электропотребления в 2016-2017 годах связан с возвратом метеоусловий в стандартную климатическую норму в отличие от 2014-2015 годов, когда наблюдались аномально теплые погодные условия.

1.12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет

Иркутская область является одной из наиболее энергоемких регионов страны и так как она характеризуется суровыми климатическими условиями, наличием большого числа энергоемких производств (алюминиевых, химических, нефтехимических, лесоперерабатывающих и др.), энергоэффективность ее экономики характеризуется энергоемкостью и электроемкостью ВРП, потреблением электроэнергии на душу населения, энерговооруженностью труда в экономике.

Объем, структура и динамика ВРП характеризует стоимость конечных товаров и услуг, произведенных всеми участниками производственного процесса (в рыночных ценах). Объем ВРП в текущих ценах позволяет определить вклад каждого региона в экономику России. На Иркутскую область приходится 1,4-1,6% российского объема.

Важным фактором энергоэффективности экономики являются удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию, снижение потерь тепловой энергии на передачу в тепловых сетях, коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов.

Исходные данные Иркутской области, основные показатели и их динамика за прошедшие 5 лет приведены в таблице 1.12.1.

Таблица 1.12.1. Основные показатели энергоэффективности Иркутской области

№ п/п	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019
1	Численность населения Иркутской области в среднем за год, тыс. чел.	2 413,8	2 410,8	2 406,5	2 400,9	2 396,0 (оценка)
2	Активное население на конец года, тыс. чел.:	1 259,0	1 247,0	1 212,8	1 184,4	1 183,0 (оценка)
2.1	в том числе занятое, тыс. чел.	1 156,0	1 137,0	1 096,1	1 084,8	1 076,6 (оценка
3	Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	47 950,9	49 316,0	47 871,0	50 944,1	57 577,5
4	Производство тепловой энергии, млн. Гкал	41,2	40,4	39,3	42,3	41,1
5	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	52 467,1	53 209,4	53 298,6	55 056,4	55 480,6
6	Потребление тепловой энергии, млн. Гкал	36,4	35,6	35,8	39,2	38,17
7	Расход топлива, млн. т у.т.	11,7	11,8	11,4	12,2	12,25
8	Производство тепловой энергии, млн. т у.т.	5,9	5,7	5,6	6,0	6,1

9	Производство электроэнергии, млн. т у.т.	5,9	6,0	5,8	6,2	6,15
10	ВРП, млрд. руб.	1 001,7	1 066,4	1 194,7	1 392,9	1 432,6 (оценка)
11	Энергоемкость ВРП, кг у.т./тыс. руб.	24,05	22,36	18,43	19,6	18,6
12	Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс.руб.	52,4	49,8	43,1	44,3	40,2
13	Потребление электроэнергии на душу населения, МВтч/чел в год	21,7	22,1	22,1	22,9	23,1
14	Электровооруженность труда в экономике, кВт·ч на 1-го чел., занятого в экономике	45,4	46,8	48,3	50,18	50,69

За последние годы наблюдается тенденция снижения как энергоемкости, так и электроемкости валового регионального продукта (ВРП). В 2015 году энергоемкость ВРП составила 24,05 кг у.т./тыс. руб., тогда как в 2019 году эта величина уже равна 18,6 кг у.т./тыс. руб., то есть за рассматриваемый период энергоемкость ВРП снизилась почти на 30 %. За этот же период так же снизилась электроемкость ВРП на 23,3% и составила 40,2 кВтч/тыс.руб. как правило это связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях области, являющихся крупными потребителями энергии, а также с изменением структуры ВРП в сторону преобладания не слишком энергоемких производств, в частности, возрастание роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, и реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Снижение энергоемкости продукции – важное направление экономического развития области. Решающее значение для снижения энергоемкости продукции имеет коренная реконструкция топливно-энергетического комплекса, широкое применение энергосберегающих технологий:

- выпуск экономичных двигателей с меньшим потреблением топлива и горючего;
- совершенствование нагревательной и осветительной техники;
- стимулирование экономии и санкции за перерасход энергии.

Все это позволяет систематически снижать энергоемкость общественного продукта.

1.13. Основные характеристики электросетевого хозяйства Иркутской области 110 кВ и выше

Электросетевой комплекс Иркутской области в переводе на одноцепное исполнение представляет собой 18653,55 км линий электропередач,

16 208 трансформаторных подстанций номиналом от 0,4 до 500 киловольт, всего 410 915 условных единиц оборудования.

Доли сетевых компаний в структуре сетевого хозяйства следующие:

- ОАО «ИЭСК» (52%);
- ОГУЭП «Облкоммунэнерго» (19%);
- ЗАО «Братская электросетевая компания» (7%);
- ВСЖД филиал ОАО «РЖД» (8%):
- ЗАО «Витимэнерго» (2%);

1.13.1 Существующие ЛЭП и подстанции электросетевого хозяйства Иркутской области

Основная сеть энергосистемы Иркутской области сформирована на базе линий электропередачи номинальным напряжением 110 – 500 кВ. Информация о протяжённости ЛЭП и перечень существующих подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, находящихся в собственности региональных сетевых компаний или потребителей, с разбивкой по собственникам и классам напряжения представлены в таблице 1.13.2 и 1.13.3.

Перечень существующих ЛЭП, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, представлен в Таблице на стр. 330.

Таблица 1.13.1. Протяженность ВЛ, КЛ и трансформаторная мощность ПС и ЭС по классам напряжения на 1 января 2020 года

Класс напряжения	Количество ВЛ	Количество трансформаторных подстанций	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА
500 кВ	24	309	39 195
220 кВ	100		
110 кВ	274		

Таблица 1.13.2. Сводные данные по ЛЭП с распределением по собственникам (в одноцепном исполнении) на 01 января 2020 года, км

Наименование собственника	110 кВ	220 кВ	500 кВ	Всего
Энергосистема, всего, в т.ч.	7191,59	7474,84	3987,92	18653,55
ЛЭП сетевых организаций	7050,01	6709,56	3777365	17537,41
ОАО «ИЭСК»	6676,67	4561,40	3263,12	14501,19
АО «Витимэнерго»	625,00	212,00	-	837,00
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири	0,00	1723,96	514,53	2238,49
АО «Тыретский солерудник»	1,80	-	-	1,80
АО «АНХК»	14,80	-	-	14,80
АО «АЭХК»	3,79	-	-	3,79
АО «БЭСК»	1,60	-	-	1,60
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	81,50	-	-	81,50
АО «Электросеть»	13,45	-	-	13,45
ОАО «ЭК «Радиан»	1,40	-	-	1,40
ЛЭП потребительские	140,58	765,28	210,27	1116,14

Наименование собственника	110 кВ	220 кВ	500 кВ	Всего
АО «Высочайший»	29,83	-	-	29,83
КГКУ «ДКР НП»		-	210,27	210,27
ООО «АС «Сибирь»	47,50	-	-	47,50
ООО «АС «Иркутская»	0,40	-	-	0,40
АО «Дальняя Тайга»	2,70	-	-	2,70
ООО «Гранит Актив»	3,90	-	-	3,90
ОАО «РУСАЛ Братск»		474,18	-	474,18
ООО «ГОК «Угахан»	37,65	-	-	37,65
ООО «Транснефть-Восток»	-	291,10	-	291,10

Таблица 1.13.3. Перечень существующих подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
ОАО «ИЭСК»			
Филиал Восточные электрические сети	-	-	ПС 110 кВ Баяндай
	-	-	ПС 110 кВ Жигалово
	-	-	ПС 110 кВ Знаменка
	-	-	ПС 110 кВ Карлук
	-	-	ПС 110 кВ Качуг
	-	-	ПС 110 кВ Никольск
	-	-	ПС 110 кВ Новая Уда
	-	-	ПС 110 кВ Оёк
	-	-	ПС 110 кВ Оса
	-	-	ПС 110 кВ Пивовариха
	-	-	ПС 110 кВ Тихоновка
	-	-	ПС 110 кВ Урик
	-	-	ПС 110 кВ Усть-Орда
	-	-	ПС 110 кВ Хомутово
Филиал Западные электрические сети	ПС 500 кВ Ново-Зиминская	-	ПС 110 кВ Бирюса
		-	ПС 110 кВ Водопад
		-	ПС 110 кВ ЗСМ
	ПС 500 кВ Озерная	-	ПС 110 кВ Куйтун
		-	ПС 110 кВ Силикатная
	ПС 500 кВ Тайшет	-	ПС 110 кВ Стройбаза
		-	ПС 110 кВ Чуна
	ПС 500 кВ Тулун	-	ПС 110 кВ Шеберта
		-	ПС 110 кВ Юрты
Филиал Северные электрические сети	Братский ПП 500 кВ	ПС 220 кВ БЛПК	ПС 110 кВ Гидростроитель
	-	ПС 220 кВ Заводская	
	-	ПС 220 кВ Киренга	ПС 110 кВ Западная
	-	ПС 220 кВ Коршуниха	ПС 110 кВ Инкубатор
	-	ПС 220 кВ Лена	-
	-	ПС 220 кВ Опорная	-
	-	ПС 220 кВ Падунская	-
	-	ПС 220 кВ Покосное	-
	-	ПС 220 кВ Рудногорская	-
	-	ПС 220 кВ Таёжная	-
	-	Седановский ПП 220 кВ	-

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
	-	ПС 220 кВ № 3	-
Филиал Центральные электрические сети	ПС 500 кВ Иркутская	ПС 220 кВ УП-15	ПС 110 кВ Ангарская
		ПС 220 кВ Черемхово	ПС 110 кВ Балаганск
	УПК Тыреть 500 кВ	-	ПС 110 кВ Бахтай
	-	-	ПС 110 кВ Белореченская
	-	-	ПС 110 кВ Вокзальная
	-	-	ПС 110 кВ Заря
	-	-	ПС 110 кВ ЗГО
	-	-	ПС 110 кВ Еловка
	-	-	ПС 110 кВ Кутулик
	-	-	ПС 110 кВ Лесозавод
	-	-	ПС 110 кВ Мирная
	-	-	ПС 110 кВ Новожилкино
	-	-	ПС 110 кВ Новонукутск
	-	-	ПС 110 кВ Промышленная
	-	-	ПС 110 кВ ПРП
	-	-	ПС 110 кВ Усольмаш
	-	-	ПС 110 кВ Цемзавод
Филиал Южные электрические сети	ПС 500 кВ Ключи	ПС 220 кВ Байкальская	ПС 110 кВ Академическая
	-	ПС 220 кВ БЦБК	ПС 110 кВ Глазково
	-	ПС 220 кВ Бытовая	ПС 110 кВ Городская
	-	ПС 220 кВ Восточная	ПС 110 кВ Знаменская
	-	ПС 220 кВ Левобережная	ПС 110 кВ Знаменская-2
	-		ПС 110 кВ ИЗКСМ
	-	ПС 220 кВ Ново-Ленино	ПС 110 кВ Изумрудная
	-		ПС 110 кВ Ерши
	-	ПС 220 кВ Малая Елань	ПС 110 кВ Кировская
	-	ПС 220 кВ Правобережная	ПС 110 кВ Мельниково
	-		ПС 110 кВ Октябрьская
	-	ПС 220 кВ Светлая	ПС 110 кВ Пивзавод
	-	ПС 220 кВ Шелехово	ПС 110 кВ Печная
	-	-	ПС 110 кВ Рабочая
	-	-	ПС 110 кВ Спутник
	-	-	ПС 110 кВ Студенческая
	-	-	ПС 110 кВ Цимлянская
	-	-	ПС 110 кВ Центральная
	-	-	ПС 110 кВ Южная
МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПС 220 кВ НПС-6	-
		ПС 220 кВ НПС-7	-
	-	ПС 220 кВ НПС-9	-
	-	ПС 220 кВ Сухой Лог	-
АО «Витимэнерго»	-	ПС 220 кВ Мамакан	ПС 110 кВ Артемовская
	-	-	РП 110 кВ Полюс
	-	-	ПС 110 кВ Перевоз
	-	-	ПС 110 кВ Кропоткинская
	-	-	ПП 110 кВ Чаянгро
			ПС 110 кВ Мусковит
			ПС 110 кВ Бодайбинская

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
			ПС 110 кВ Угахан
			ПС 110 кВ Ангара
			ПС 110 кВ Мараканская
			ПС 110 кВ Вачинская
			ПС 110 кВ Светлый
АО "Первенец"			ПС 110 кВ Вернинская
ООО "Друза"			ПС 110 кВ Невский
ПАО «Высочайший			ПС 110 кВ Высочайший
АО "Дальняя Тайга"			ПС 110 кВ Б.Баллаганах
ВСДЭ			
(ЭЧ-1) Тайшетская дистанция электроснабжения	-	-	ПС 110 кВ Замзор
	-	-	ПС 110 кВ Новочунка
	-	-	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная
	-	-	ПС 110 кВ Тайшет-Запад
Нижнеудинская дистанция электроснабжения (ЭЧ-2)	-	-	ПС 110 кВ ВРЗ
	-	-	ПС 110 кВ Зима
	-	-	ПС 110 кВ Нижнеудинск
	-	-	ПС 110 кВ Тулюшка
	-	-	ПС 110 кВ Харик
	-	-	ПС 110 кВ Худоеланская
(ЭЧ-5) Иркутская дистанция электроснабжения	-	-	ПС 110 кВ Андриановская
	-	-	ПС 110 кВ Большой Луг
	-	-	ПС 110 кВ Головинская
	-	-	ПС 110 кВ Гончарово
	-	-	ПС 110 кВ Делюр
	-	-	ПС 110 кВ Забитуй
	-	-	ПС 110 кВ Залари
	-	-	ПС 110 кВ Максимовская
	-	-	ПС 110 кВ Мальта
	-	-	ПС 110 кВ Мегет
	-	-	ПС 110 кВ Подкаменная
	-	-	ПС 110 кВ Половина
	-	-	ПС 110 кВ Рассоха
	-	-	ПС 110 кВ Суховская
	-	-	ПС 110 кВ Тельма
	-	-	ПС 110 кВ Усолье-Сибирское
	-	-	
(ЭЧ-6) Мысовская дистанция электроснабжения	-	ПС 220 кВ Байкальск	-
	-	ПС 220 кВ Слюдянка	-
(ЭЧ-8) Вихоревская дистанция электроснабжения	-	-	ПС 110 кВ Зяба
	-	-	ПС 110 кВ Кежемская
	-	-	ПС 110 кВ МПС
	-	-	ПС 110 кВ Огневка
	-	-	ПС 110 кВ Турма
	-	-	ПС 110 кВ Чукша
	-	-	ПС 110 кВ Чуна тяговая

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
(ЭЧ-9) Коршуниха-Ангарская дистанция электроснабжения	-	ПС 220 кВ Тубинская	ПС 110 кВ Видим
	-	ПС 220 кВ Якурим	ПС 110 кВ Ручей
	-	-	ПС 110 кВ Семигорск
	-	-	ПС 110 кВ Усть-Кут
	-	-	ПС 110 кВ Хребтовая
	-	-	ПС 110 кВ Черная
Северобайкальская дистанция электроснабжения (ЭЧ-10)	-	ПС 220 кВ Звездная	-
	-	ПС 220 кВ Кунерма	-
	-	ПС 220 кВ Ния	-
	-	ПС 220 кВ Улькан	-
ИНЦ СО РАН	-	-	ПС 110 кВ Академическая
АО «АЭХК»	-	-	ПС 110 кВ Водозабор-1
	-	-	ПС 110 кВ РЭС Н-3
	-	-	ПС 110 кВ 831,832
	-	-	ПС 110 кВ Н-1
АО "АНХК"	-	-	ПС 110 кВ ЦРП-2
	-	-	ПС 110 кВ УП-8
	-	-	ПС 110 кВ УП-10
	-	-	ПС 110 кВ УП-11
	-	-	ПС 110 кВ УП-12
АО "Братская электросетевая компания"	-	-	ПС 110 кВ Ангарстрой
	-	-	ПС 110 кВ КПД
	-	-	ПС 110 кВ Солнечная
ООО «Транснефть-Восток»	-	ПС 220 кВ НПС-2	ПС 110 кВ НП-17
	-	ПС 220 кВ НПС-3	ПС 110 кВ НПС-Кимельтей
	-	ПС 220 кВ НПС-4	
	-	ПС 220 кВ НПС-5	-
	-	ПС 220 кВ НПС-8	-
ООО ЭК «Радиан»	-	-	ПС 110 кВ Западная
ПАО «РУСАЛ Братск»	-	ПС 220 кВ БрАЗ	-
ОАО «Тыретский солерудник»	-	-	ПС 110 кВ Солерудник

1.13.2 Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС)

Проблемной особенностью объектов электропередач 110-500 кВ Иркутской области является физический износ оборудования и устройств. Оценка текущего состояния (превышение срока нормативной эксплуатации) ЭС Иркутской области проводится с разделением по принадлежности к ОАО «ИЭСК», ПАО «Иркутскэнерго», АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», АО «Братская электросетевая компания».

Оценка состояния выполнена на основании Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и СТО 56947007-29.240.01.053-2010 «Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий

электропередачи ЕНЭС» исходя из сроков ввода в эксплуатацию оборудования, с учетом нормируемых сроков эксплуатации, принимаемых:

- для ВЛ всех классов напряжения – 40 лет;
- для масляных трансформаторов и автотрансформаторов – 25 лет;
- для турбогенераторов – 30 лет; для гидрогенераторов – 40 лет.

По состоянию на 1 января 2020 года наибольшее число сетей с превышенным сроком эксплуатации находится в зоне обслуживания филиала Западных, Южных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК». В таблице 1.13.4 приведена информация о нормативном сроке эксплуатации ВЛ 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области с разделением по энергорайонам и электросетевым компаниям. В таблице 1.13.5 приведена информация о нормативном сроке эксплуатации трансформаторов 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области.

Таблица 1.13.4. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ

Электрические сети	**Нормативный срок службы ЛЭП, лет**	**Состояние ЛЭП**
		Нормативный срок истек, %
110 кВ		
СЭС	40	4,11
ЦЭС		80,0
ВЭС		4,42
ЗЭС		69,1
ЮЭС		89,4
Итого по ОАО «ИЭСК»:		>60,0
АО «Витимэнерго»		35,00
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		50,00
АО «БЭСК»		0,00
220 кВ		
СЭС	40	18,03
ЦЭС		67,0
ЗЭС		100
ЮЭС		89,0
Итого по ОАО «ИЭСК»:		11,38
АО «Витимэнерго»		0,00
ООО «Транснефть-Восток»		0,00
500 кВ		
СЭС	40	62,30
ЦЭС		39,96
ЗЭС		78,90
Итого по ОАО «ИЭСК»:		45,29
МЭС Сибири – филиал ПАО «ФСК ЕЭС»		0,00
КГКУ «ДКР НП»		0,00

Таблица 1.13.5. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов
		Нормативный срок истек, %
110 кВ		
СЭС	25	62,30
ЦЭС		73,10
ВЭС		72,30
ЗЭС		63,10
ЮЭС		60,80
Итого по ОАО «ИЭСК»:		66,70
ПАО «Иркутскэнерго»		81,25
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»		81,25
АО «Витимэнерго»		85,70
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		100,0
АО «Братская электросетевая компания»		33,30
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		100,0
220 кВ		
СЭС	25	61,00
ЦЭС		69,00
ЗЭС		75,00
ЮЭС		51,60
Итого по ОАО «ИЭСК»:		69,50
ПАО «Иркутскэнерго»		67,80
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»		67,80
АО «Витимэнерго»		0,00
Вост.-Сиб. дирекция СП Трансэнерго –ОАО «РЖД»		100,0
500 кВ		
СЭС	25	100,0
ЦЭС		56,00
ЗЭС		25,00
ЮЭС		0,00
Итого по ОАО «ИЭСК»:		59,10
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»		27,24

Количество сетей и основного электрооборудования с превышением нормативного срока эксплуатации 110 кВ и выше Иркутской области составляет более 50 %.

В настоящее время данное оборудование эксплуатируется на основании решений технических руководителей эксплуатирующих организаций, сформированных на основании оценки реального технического состояния данного оборудования и наличия необходимости продления сроков их эксплуатации. Решение о необходимости технического перевооружения электросетевых объектов принимается в отношении каждого объекта и обосновано соответствующими расчетами, а также в соответствии с существующей индивидуальной технической и экономической политикой эксплуатирующих организаций.

1.13.3 Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт

Потери электрической энергии при ее передаче в энергосистеме Иркутской области в 2019 году достигают 3,64% от отпуска электроэнергии в сеть. Уровень нормативных потерь устанавливается для каждой электросетевой компании индивидуально и утверждается Министерством энергетики Российской Федерации (см. таблицу 1.13.6). На основании анализа данных электросетевых компаний, осуществляющих передачу основного объема электроэнергии, можно сделать заключение, что в 2019 году уровень потерь не превысил нормативных значений, утвержденных приказами Министерства энергетики Российской Федерации.

Таблица 1.13.6. Уровень нормативных потерь для основных сетевых организаций

Наименование организации	Установленный уровень нормативных потерь,%
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	19,7
ОАО «ИЭСК»	5,61
ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис»	5,51
Вост.-Сиб. филиал ОАО «РЖД»	4,62
АО «БЭСК»	12,95
ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»	5,29
АО «Витимэнерго»	11,49
ПАО «ФСК ЕЭС»	3,75

Таким образом, доля потерь от суммарной выработки электроэнергии региона (по данным, предоставленным сетевыми организациями), например, у ОАО «ИЭСК» составила 4,18 %, у АО «Братская электросетевая компания» - 0,36 %, АО «Витимэнерго» - 0,03 %.

1.14. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, ввод/реконструкция которых выполнены в 2019 году, выполняются в 2020 году

Удельный вес Иркутской области в структуре производства электрической энергии в Сибирском Федеральном округе составляет около 30 %. В расчете на одного жителя в Иркутской области производится в 3 раза больше электроэнергии, чем в среднем по стране.

Так, например, гидроэлектростанции только Ангарского каскада, производят более 20% всей электроэнергии в СФО, имеют водохранилища многолетнего регулирования. Среднемноголетняя выработка каскада по проекту составляет

47,7 млрд. кВт·час. В маловодные периоды при 95 % обеспеченности суммарная выработка (проектная) снижается до 41,5 млрд. кВт·час. Фактическая выработка Ангарским каскадом ГЭС (без учета работы Богучанской ГЭС в составе Ангарского каскада) в 2019 году составила 44,5 млрд. кВт·час.

В связи с постоянным развитием транспортного сообщения, нефтяной и золотодобывающей промышленности региона, а также производства цветной металлургии, наблюдается интенсивный рост нагрузок. Это, в свою очередь, обуславливает интенсивное развитие всего электросетевого хозяйства Иркутской области, от объектов генерации до распределительных сетей объектов электроэнергетики всех классов напряжения.

Таблица 1.14.1. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше ввод/реконструкция которых выполнены в 2019 году

№ п/п	Наименование	Примечания
1.	Мамаканская ГЭС	Выполнена замена/установка оборудования
2.	Братская ГЭС	Выполнена замена/установка оборудования
	500 кВ	
3.	ПС 500 кВ Иркутская	Выполнена замена/установка оборудования
4.	ПС 500 кВ Усть-Кут	Выполнена замена/установка оборудования
5.	ПС 500 кВ Тайшет	Выполнена замена/установка оборудования
6.	ПС 500 кВ Иркутская	Выполнена замена/установка оборудования
7.	Братский ПП 500 кВ	Выполнена замена/установка оборудования
	220 кВ	
8.	ПС 220 кВ НПС-2	Новое строительство
9.	ПС 220 кВ НПС-5	Новое строительство
10.	ПС 220 кВ Сухой Лог	Новое строительство
11.	ПС 220 кВ Якурим	Выполнена замена/установка оборудования
12.	ПС 220 кВ Правобережная	Выполнена замена/установка оборудования
13.	ПС 220 кВ Ново-Ленино	Выполнена замена/установка оборудования
14.	ПС 220 кВ Заводская	Выполнена замена/установка оборудования
15.	ПС 220 кВ Коршуниха	Выполнена замена/установка оборудования
16.	ПС 220 кВ Мамакан	Выполнена замена/установка оборудования
17.	ПС 220 кВ БрАЗ ГПП-5	Выполнена замена/установка оборудования
18.	ПС 220 кВ НПС-3	Выполнена замена/установка оборудования
19.	ПС 220 кВ УП-15	Выполнена замена/установка оборудования
20.	ПС 220 кВ Улькан	Замена трансформатора Т-2 без изменения мощности
21.	ПС 220 кВ Кунерма	Замена трансформатора Т-3 без изменения мощности
22.	ВЛ 220 кВ НПС-3 - НПС-2 №1	Новое строительство ЛЭП
23.	ВЛ 220 кВ НПС-3 - НПС-2 №2	Новое строительство ЛЭП
24.	ВЛ 220 кВ Коршуниха - НПС-5 I цепь	Новое строительство ЛЭП
25.	ВЛ 220 кВ Коршуниха - НПС-5 II цепь	Новое строительство ЛЭП
26.	ВЛ 220 кВ Мамакан - Сухой	Новое строительство ЛЭП

№ п/п	Наименование	Примечания
	Лог I цепь	
27.	ВЛ 220 кВ Мамакан - Сухой Лог II цепь	Новое строительство ЛЭП
28.	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут № 2	Новое строительство ЛЭП
29.	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 1	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 протяженностью 261,87 км образована в результате выполнения захода ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полюс протяжённостью 0,662 км на ПС 220 кВ Сухой Лог с переводом участка ВЛ в габаритах 220 кВ на номинальное напряжение и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1
30.	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 2	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №2 (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири) общей протяженностью 261,99 км, по территории Иркутской области протяженностью 199,49 км, 62,5 км по территории Якутии
	110 кВ	
31.	ПС 110 кВ Оёк	Новое строительство
32.	ПС 110 кВ Заря	Выполнена замена/установка оборудования
33.	ПС 110 кВ Новонукутск	Выполнена замена/установка оборудования
34.	ПС 110 кВ Невельская	Выполнена замена/установка оборудования
35.	ПС 110 кВ Балаганск	Выполнена замена/установка оборудования
36.	ПС 110 кВ Баяндай	Выполнена замена/установка оборудования
37.	ПС 110 кВ Кутулик	Выполнена замена/установка оборудования
38.	ПС 110 кВ Баяндай	Выполнена замена/установка оборудования
39.	ПС 110 кВ Семигорск	Замена трансформатора 2Т с мощностью 25 МВА на новое, мощностью 40 МВА
40.	ПС 110 кВ Зяба	Замена трансформатора 1Т мощностью 31,5 МВА на новый, мощностью 40 МВА
41.	ПС 110 кВ Карлук	Замена трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на новый, мощностью 25 МВА
42.	ПС 110 кВ Пивовариха	Замена трансформатора Т-2 без изменения мощности трансформатора 40 МВА
43.	ПС 110 кВ ПГВ	Замена трансформатора 1Т с мощностью 63 МВА на новый, мощностью 80 МВА
44.	ПС 110 кВ Тяговая-2	Замена трансформатора 1Т с мощностью 32 МВА на новое, мощностью 16 МВА
45.	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Оёк от ВЛ 110 кВ Урик - Усть-Орда I цепь
46.	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Оёк от ВЛ 110 кВ Урик - Усть-Орда II цепь

№ п/п	Наименование	Примечания
47.	ВЛ 110 кВ Огневка - Чукша	Замена опор. Выполнение переустройства участка ВЛ 110 кВ Огневка - Чуна (от оп. 115 до оп. 116) для исключения пересечений со строящейся ВЛ 220 кВ НПС-3- НПС-2
48.	ВЛ 110 Коршуниха – Хребтовая	Реконструкция. Выполнение переустройства участка ВЛ 110 кВ Коршуниха-Хребтовая (от оп. 1 до оп. 39) для исключения пересечений со строящейся ВЛ 220 кВ Коршуниха-НПС-5
49.	ВЛ 110 кВ Огневка - Чуна	Замена опор. Выполнение переустройства участка ВЛ 110 кВ Огневка - Чуна (от оп. 115 до оп. 116) для исключения пересечений со строящейся ВЛ 220 кВ НПС-3- НПС-2
50.	ВЛ 110 кВ Восточная - Правобережная I цепь	Замена провода марки АС-95 на участке от оп. № 1 до оп. № 8 на провод марки АСВП 112/13
51.	ВЛ 110 кВ Восточная - Правобережная II цепь	Замена провода марки АС-95 на участке от оп. № 1 до оп. № 8 на провод марки АСВП 112/13
52.	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Мамакан I цепь	Реконструкция
53.	ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская II цепь	Образована из ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Артемовская (2С) путем отключения от Мамаканской ГЭС и подключением к ПС 220 кВ Мамакан
54.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог - Полюс №1	Выполнение захода ВЛ 110 кВ Пеледуй - РП Полюс на ПС 220 кВ Сухой Лог с переводом участка ВЛ в габаритах 220 кВ на номинальное напряжение и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог - Полюс № 1
55.	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская II цепь с отпайками	Замена провода марки АС185/24 на марку АС185/24 и опор
56.	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь с отпайками	Замена провода марки АС185/24 на марку АС185/24 и опор

Мероприятия по развитию объектов электроэнергетики на 2020 год с обоснованием включения в схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области и сроками реализации приведены в таблицах 1.14.2 - 1.14.6.

Таблица 1.14.2. Мероприятия по развитию объектов генерации завершение строительства/реконструкции которых запланировано в 2020 году

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта РФ
1.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 7 Р-24-90/18	24 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
2.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 9 ПТ-30-90/10	30 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
3.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 10 ПТ-25-90/10	25 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
4.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция 3 г/а рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
5.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция 4 г/а рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
6.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция 10 г/а рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
7.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция 12 г/а рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы

На основании письма ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» от 3 марта 2020 года № 909/504-33/483 реализация проекта по технологическому перевооружению гидрогенераторов Усть-Илимской ГЭС ст.№№ 3, 4, 10, 12 переносится на неопределенный срок.

Таблица 1.14.3. Мероприятия по развитию распределительных сетей объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области, завершение строительства/реконструкции которых запланировано в 2020 году

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Хар-тики кВ/км/МВА	Срок реализации	Ответствен. организация	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР электроэнергетики субъекта РФ
500 кВ							
1.	ПС 500 кВ Озерная	Реконструкция с установкой АТ-2, АТ-4 500/220 кВ, СКРМ	2х501 МВА, 800 Мвар (6х100 Мвар БСК, 2х100 УШР 220 кВ)	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности тех. присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
2.	ПС 500 кВ Тайшет	Реконструкция с установкой АТ-3 500/110 кВ мощностью 250 МВА	250 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности тех. присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
3.	ПС 500 кВ Тулун	Реконструкция с установкой АТ-3 500/110 кВ мощностью 400 МВА	400 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технического присоединения новых энергопринимающих устройств АО «Саянск-химпласт» и ООО «ТЗС»	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
220 кВ							
4.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками	Реконструкция с переводом второй ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ	220 кВ	2020	АО «Витим энерго»	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов ИО и возможности тех. присоединения новых потребителей	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
5.	ПС 220 кВ Дяля	Новое строительство	220/6 кВ, 10 МВА	2020	АО «Витим энерго»	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Хар-тики кВ/км/МВА	Срок реализации	Ответствен. организация	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР электроэнергетики субъекта РФ
						районов и возможности технологического присоединения новых потребителей	
6.	ПС 220 кВ Чаянгро	Новое строительство	220/10 кВ 10 МВА, 110/10 кВ 6,3 МВА	2020	АО «Витим энерго»	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
7.	ПС 220 кВ Малая Елань 220/35/10 кВ с отпайками от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово	Новое строительство	2х40 МВА, 2х5 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «АЗГИ»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
8.	ПС 220 кВ Светлая	Реконструкция с заменой тр-ра 63 МВА на 2х40 МВА 220/35/10 кВ	220/35/10 кВ 2х40 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей в Шелеховском районе	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы Стадия реализации: • ПИР по строительной части и монтажу оборудования выполнен, устранение замечаний в части РЗА. • Оборудование поставлено в объёме 100% (силовые трансформаторы 2х40, ОРУ-220, КРУН-10, БМЗ ОПУ, шкафное оборудование). • Заключен договор подряда на СМР. Работы начались с 2018 года, на сегодняшний день выполнен монтаж оборудования, ведутся работы

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Хар-тики кВ/км/МВА	Срок реализации	Ответствен. организация	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР электроэнергетики субъекта РФ
							по монтажу кабельных лотков для прокладки кабельной продукции по территории ПС. • ВЛ 35 кВ – монтаж ВЛ выполнен в 2017 году
9.	ПС 220 кВ Небель	Новое строительство	2х25 МВА,	2020	ОАО «РЖД»	Обеспечение возможности технического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
10.	Отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга и ВЛ 220 кВ Ния – Киренга на ПС 220 кВ Небель	Новое строительство	2х4,022 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности тех. присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
11.	ПС 220 кВ Чудничный	Новое строительство	2х25 МВА	2020	ОАО «РЖД»	Обеспечение возможности тех.присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
12.	Отпайки от ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 220 кВ Чудничный	Новое строительство	2х1,17 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности тех.присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
13.	ПС 220 кВ Слюдянка	Реконструкция с заменой одного АТ 63 МВА на АТ 125 МВА	125 МВА	2020	ОАО «РЖД»	Обеспечение возможности тех. присоединения новых потребителей	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
14.	ПС 220 кВ Коршуниха	Реконструкция с заменой двух АТ 125 МВА на два АТ 200 МВА	2х200 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологичского присоединения новых энергопринимающих	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Хар-тики кВ/км/МВА	Срок реализации	Ответствен. организация	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР электроэнергетики субъекта РФ
						устройств ОАО «РЖД»	
15.	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ №1, 2, 3, 4	Новое строительство	4х2 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
16.	ПС 220 кВ Столбово	Новое строительство	2х40 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
17.	Отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I, II цепь до ПС 220 кВ Столбово	Новое строительство	2х0,168 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
18.	ПС 220 кВ Полимер	Новое строительство	4х80 МВА	2020	ОАО «ИНК»	Обеспечение возможности технологического присоединения Усть-Кутского завода полимеров ООО «ИНК»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
19.	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер (ИЗП) I, II цепь	Новое строительство	2х8 км	2020	ОАО «ИНК»	Обеспечение возможности технологического присоединения Усть-Кутского завода полимеров ООО «ИНК»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
110 кВ							
20.	ВЛ 110 кВ Опорная — БЛПК I и II цепь	Новое строительство	2х14,9 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» от 25 марта 2016 года

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Хар-тики кВ/км/МВА	Срок реализации	Ответствен. организация	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР электроэнергетики субъекта РФ
21.	ПС 110/10 кВ Верхнемарково	Реконструкция Замена Т-1,2 2х10	2х16 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение электроснабжения УКПГ НГКМ ООО «ИНК»	ТУ №375/17-СЭС на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК»
22.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №2	Новое строительство	19,6 км	2020	АО «Витим-энерго»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Витимэнерго»	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств АО «Витим-энерго» от 15 октября 2018 года
23.	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь	Новое строительство	0,5 км	2020	«Витим-энерго»	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств АО «Витимэнерго», от 15 декабря 2018 года
24.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1	Реконструкция с заменой провода	19,6 км	2020	АО «Витим-энерго»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Витимэнерго»	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств АО «Витим-энерго» от 15 октября 2018 года
25.	ПС 110 кВ ГПП 2х10 МВА	Новое строительство	2х10 МВА	2020	ФКП «УЗКС»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ»	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17 июля 2018 года
26.	Отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I и II цепь с отпайками на ПС 110 кВ ГПП	Новое строительство	2х1 км	2020	ФКП «УЗКС»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ»	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17 июля 2018 года

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Хар-тики кВ/км/МВА	Срок реализации	Ответствен. организация	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР электроэнергетики субъекта РФ
27.	Отпайки ВЛ 110 кВ Кировская - Правобережная на ПС 110 кВ Рабочая (замена участка ВЛ на КЛ)	Реконструкция	2х0,25 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Вынос ВЛ 110 кВ с территории Иркутской классической мужской гимназии	выполнение п. 4 протокола совещания от 19 сентября 2016 года № 30-69-525/6 при заместителе Председателя Правительства Иркутской области
28.	ПС 110 кВ Красный	Новое строительство	2х10 МВА	2020		Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный»	ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24 октября 2019 года
29.	ВЛ 110 кВ Артемовская-Красный	Новое строительство		2020			
30.	ПС 110 кВ Зеленый берег	Новое строительство	2х25 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Устранение перегрузки силовых трансформаторов Т-1,Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная, обеспечение возможности технологического присоединения	См. Том 3 Приложения Степень реализации: • ПИР выполнен на 100%. • Оборудование поставлено на 100% (силовые трансформаторы 2х25 МВА, ОРУ 110 кВ, КРУН-10, БЗМ ОПУ, шкафное оборудование) • Заключен договор подряда на СМР до 1 июля 2020 года. Ведутся завершающие работы на ПС.
31.	ПС 110 кВ Дачная	Новое строительство	2х25 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Устранение перегрузки силовых тр-ров Т-1,Т-2 ПС 110 кВ Летняя, обеспечение возможности технологического присоединения	См. Том 3 Приложения

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Хар-тики кВ/км/МВА	Срок реализации	Ответствен. организация	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР электроэнергетики субъекта РФ
32.	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ	Реконструкция с заменой провода	2х2,6 км	2020	ИАЗ – филиал ОАО Корпорация Иркут	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ИАЗа	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» от 22 июля 2014 года
33.	ПС 110 кВ Технопарк	Новое строительство	2х25 МВА-	2020	ООО «УК «Усолье-Промтех»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» от 25 декабря 2019 года

Таблица 1.14.4. Перечень мероприятий, выполнение которых необходимо для исключения ввода графиков аварийного ограничения (ГАО)

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР Иркутской области
1.	ПС 110 кВ Силикатная, либо ПС 110 кВ Замзор и ПС 110 кВ Нижнеудинск, либо ПС 500 кВ Тулун	Установка БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар на ПС 110 кВ Силикатная либо Установка БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск либо Установка третьего АТ 400 МВА 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун	34 Мвар, либо 20 Мвар, либо 400 МВА	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С при аварийном отключении 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) имеет место снижение напряжения ниже АДН (85,6 кВ). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Расчеты, СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
2.	ПС 500 кВ Тайшет	Реконструкция с заменой: – ошиновки марки АС-185/29, разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 669 А при +2°С; – ошиновки марки АС-185/29, разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 674 А при +2°С (совместно с мероприятием по установке БСК на ПС 110 кВ Силикатная либо на	–	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +2^{0}С при отключении одной из ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме с учетом применения указанных схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования: – ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 7 % (669 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С); – разъединителя, ВЧ заградителя ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 12 % (669 А при АДТН (равен	Расчеты

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР Иркутской области
		ПС 110 кВ Нижнеудинск и Замзор)			ДДТН) 600 А). Аналогичная ситуация складывается при отключении ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками	
3.	ПС 500 кВ Тулун	Установка третьего АТ 400 МВА 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун либо Реконструкция с заменой АТ-2 мощностью 120 МВА на АТ с номинальным током не менее 605 А (Мероприятие альтернативное установке третьего АТ на ПС 500 кВ Тулун)	500 кВ, 400 МВА	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +2□ при отключении АТ-1 имеет место токовая перегрузка оставшегося в работе АТ-2 6 % (605 А при номинальном токе 573 А). После выполнения схемно-режимных мероприятий перегрузка АТ-2 сохраняется. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт	Расчеты, СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
4.	ПС 500 кВ Тайшет	Установка 3 АТ на ПС 500 кВ Тайшет	250 МВА	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре -32^{0}С при отключении 2 АТ ПС 500 кВ Тайшет в нормальной схеме имеет место перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет на 43 % (411 А при номинальном токе 288,7 А (ДДТН=346,44 А)). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 70 МВт	Расчеты, СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
5.	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	Новый ввод, реконструкция с установкой БСК	30 Мвар	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18 ^{0}С при отключении ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с	Расчеты

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР Иркутской области
6.	ПС 110 кВ Юрты	Новый ввод, реконструкция с установкой БСК	58 Мвар (2х29 Мвар)	2021	отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	
7.	ПС 220 кВ Коршуниха	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая с УВ на ОН	–	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, например, в период зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ при аварийном отключении АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена имеет место превышение АДТН ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на 15%. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	Расчеты
8.	ПС 110 кВ Урик или ПС 110 кВ Усть-Орда	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с УВ на ОН	-	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –32°С в схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками имеет место токовая перегрузка оборудования ячеек ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь: – ошиновок (АС-95) на ПС 110 кВ Усть-Орда на 29 % (642 А при АДТН=499 А при –33 °С); – трансформаторов тока на ПС 110 кВ Урик на 12 % (670 А при АДТН=600 А при –33 °С); – трансформаторов тока на ПС 110 кВ Усть-	Расчеты

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР Иркутской области
					Орда на 7 % (642 А при АДТН=600 А при –33 °С); – ВЧЗ на ПС 110 кВ Урик на 6 % (670 А при АДТН=630 А при –33 °С); – ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 2 % (642 А при АДТН=630 А при –33 °С); – разъединителей на ПС 110 кВ Усть-Орда на 2 % (642 А при АДТН=630 А при –33 °С). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт	
9.	ПС 220 кВ Слюдянка	Реконструкция с заменой одного АТ 63 МВА на АТ 125 МВА	125 МВА	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре $+8^0$С при выводе в ремонт АТ1 ПС 220 кВ Слюдянка имеет место токовая перегрузка АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 59 % (251 А при номинальном токе 158 А). В соответствии с данными ОАО «РЖД» перегрузка круглосуточной перегрузка АТ при $+8^0$С допускается на 9,6 %. В целях недопущения указанной перегрузки необходим ввод ГАО на величину до 64 МВт на ПС 110 кВ транзита Шелехово – Слюдянка. После выполнения указанного схемно-режимного мероприятия токовая перегрузка АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка составляет 50 % (236 А при номинальном токе 158 А)	Расчеты, СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР Иркутской области
10.	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	Замена провода марки АС-120/19 ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на провод с пропускной способностью не менее 644 А при +18^{0}С	Провод ВЛ	2021	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С при следующих СРС при отключении ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (отключен АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка) и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка ВЛ и следующего оборудования: 1. При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг: 1.1. Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха марки АС-120/19: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 1.2. Провод ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 1.3. Шинный (обходной) разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 1.4. Ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновка секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха, выполненные проводом АС-120/19: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 1.5. Ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Рассоха, выполненные проводом АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 0С = 419 А.	Расчеты
11.	ПС 220 кВ Шелехово	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 длительно допустимым током не менее 694 А при +18^{0}С	Разъединители	2021		
12.	ПС 110 кВ Рассоха	Замена ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновки секционного выключателя марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +18^{0}С, замена секционного выключателя на выключатель с длительно допустимым током не менее 694 А при +18^{0}С, замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с длительно	Ошиновка, выключатель, трансформатор тока	2021		

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР Иркутской области
		допустимым током 630 А на ПС 110 кВ Рассоха на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 694 А при +18^{0}С			1.6. Секционный выключатель и трансформатор тока ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 630 А. 2. При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха: 2.1. Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг марки АС-120/19: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 2.2. Провод ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 644 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 2.3. Шинный, линейный (обходной) разъединители ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 600 А. 2.4. Ошиновка на ПС 110 кВ Большой Луг, выполненная проводом М-120: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 521 А. 2.5. ТТ-110-транзита на ПС 110 кВ Большой Луг: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 630 А. 2.6. Ошиновка марки АС-185 ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная: I расч = 644 А, ДДТН при +18 0С = 559 А. 2.7. Трансформатор тока ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная: I расч = 644 А, ДДТН при +18 0С = 600 А. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	
13.	ПС 110 кВ Большой Луг	Замена ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг марки М-120 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +18^{0}С, замена ТТ на ПС 110 кВ Большой Луг с длительно допустимым током 630 А на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С	Ошиновка, трансформатор тока	2021		
14.	ПС 110 кВ Подкаменная	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная (а также СШ 110 кВ или их участков с учетом потокораспределения мощности по присоединениям) марки АС-185 на ошиновку с пропускной способностью не менее не менее 644 А при +18°С, замена ТТ ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная с длительно допустимым током 600 А на ТТ с длительно допустимым током не менее 644 А при +18°С.	Ошиновка, трансформаторы тока	2021		

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР Иркутской области
15.	ПС 220 кВ Киренга	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) на ПС 220 кВ Киренга	–	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1) и ВЛ 220 кВ Киренга Улькан (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)) происходит превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) (ВЛ 220 кВ Киренга Улькан (КУ-30) на величину до 8%. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Расчеты

Таблица 1.14.5. Сведения о выключателях, отключающая способность которых не соответствует расчетным уровням токов короткого замыкания (КЗ) по операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации
1.	ПС 220 кВ Правобережная	Реконструкция заменой выключателей В-110 Урик А, В-110 Урик Б	2020	Отключающая способность В-110 Урик А – 20 кА, $I_{кз(3)(1)}$=25,9/24,5 кА Отключающая способность В-110 Урик Б – 20 кА, $I_{кз(3)(1)}$=25,9/24,5 кА	Расчеты
2.	ПС 110 кВ Цимлянская	Реконструкция заменой выключателей В-110 Т-2 (Т-3)	2022	Отключающая способность В-110 Т-2 (Т-3) – 20 кА, $I_{кз(3)(1)}$=23,2/18,8 кА	Расчеты
3.	ПС 110 кВ Южная	Реконструкция заменой выключателей В-110 Пивзавод, МКП-110-1000	2020	Отключающая способность В-110 Пивзавод – 26,3 кА, $I_{кз(3)(1)}$=28,0/26,5 кА	Расчеты
4.	Братский ПП 500 кВ	Реконструкция заменой выключателя В Р-1, ВВМ-500Б	2020	Отключающая способность В-110 Р-1 – 20 кА, $I_{кз(3)(1)}$=20,3/15,7 кА	Расчеты

Таблица 1.14.6. Сведения о мероприятиях по релейной защите и автоматике операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

№ п/п	Энергообъект	Наименование мероприятия	Организация, ответственная за реализацию проекта	Устройство РЗА	Срок реализации	Основное назначение объекта	Обоснование включения СиПР электроэнергетики субъекта РФ
РЗА							
1.	ПС 220 кВ Кунерма	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх)	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	Устройства РЗ: - комплект РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	2020	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России от 28 ноября 2017 года № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30 августа 2018 года № 719
2.	ПС 220 кВ Улькан	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх)	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	Устройства РЗ: - комплект РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	2020	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России от 28 ноября 2017 года № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30 августа 2018 года № 719
3.	ПС 220 кВ Якурим	Создание устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	Устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	2020	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей	Приказ Минэнерго России от 28 ноября 2017 года № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30 августа 2018 года № 719
4.	ПС 220 кВ Ния	Создание устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	Устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	2020	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей	Приказ Минэнерго России от 28 ноября 2017 года № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30 августа 2018 года № 719
5.	ПС 110 кВ Гидростроитель	Создание устройства РЗ: - ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	ОАО «ИЭСК»	Устройство РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель –	2021	Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба на	Техническое перевооружение тяговой подстанции Зяба с

№ п/п	Энергообъект	Наименование мероприятия	Организация, ответственная за реализацию проекта	Устройство РЗА	Срок реализации	Основное назначение объекта	Обоснование включения СиПР электроэнергетики субъекта РФ
				Зяба		ПС 110 кВ Гидростроитель не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидрострои-тель – Зяба со стороны ПС 110 кВ Зяба	заменой тягового трансформатора с 31,5 МВА на 40 МВА – 2 шт., замена защит 110 кВ Восточно-Сибирской дирекции инфраструктуры»
6.	ПС 500 кВ Иркутская	Модернизация устройства ПА: - АДВ ПС 500 кВ Иркутская. Организация взаимодействия - АДВ 1 комплект ПС 500 кВ Иркутская и АДВ 2 комплект ПС 500 кВ Иркутская с ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири Корректировка алгоритмов работы АДВ ПС 500 кВ Иркутская	ОАО «ИЭСК»	Устройства ПА: - АДВ 1 комплект ПС 500 кВ Иркутская; - АДВ 2 комплект ПС 500 кВ Иркутская	2020	Необходимость выполнения мероприятий, определенных проектами по созданию (модернизации) ЦСПА разрабатываемыми АО «СО ЕЭС» и согласованными субъектами электроэнергетики	1.Письмо Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири от 16.08.2018 № О4-612-I-1-19-4775 «О подключении АДВ ПС 500 кВ Иркутская под управление ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири». 2. Письмо ОАО «ИЭСК» от 12 октября 2018 года № 06.001-05-4.23-1421 «О подключении АДВ ПС 500 кВ Иркутская под управление ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири»
7.	ПС 220 кВ Коршуниха	Создание устройства РЗ: - ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	ОАО «ИЭСК»	Устройство РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	2021	Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха на ПС 220 кВ Коршуниха не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха со стороны ПС 110 кВ Черная	Техническое перевооружение ТП Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА – 1 шт. и установкой УПК Восточно-Сибирской железной дороги

1.15. Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

Энергосистема Иркутской области имеет электрические связи напряжением 110 кВ и выше с энергосистемой Красноярского края и Республики Бурятия, а также Западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия) ОЭС Востока. Актуальные данные о внешних электрических связях энергосистемы Иркутской области, а также их пропускной способности в части внешних электрических связей энергосистемы представлены в таблице 1.15.1.

Таблица 1.15.1. Внешние электрические связи Иркутской энергосистемы

№ п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
с энергосистемой Красноярского края			
1	500 кВ	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №1	234,10
2	500 кВ	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №2	234,30
3	500 кВ	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	329,00
4	500 кВ	ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	265,00
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решеты – Тайшет-Запад (С-61)	15,33
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Ключи тяговая – Юрты (С-60)	16,00
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-43)	127,30
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Нагорная – Кварцит тяговая (С-44)	95,00
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новобирюсинская – Чуноярр (С-842)	62,50
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новобирюсинская – Чуноярр (С-841)	62,50
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решоты – Новобирюсинская (С-831)	114,80
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решоты – Новобирюсинская (С-832)	114,80
с энергосистемой республики Бурятия			
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	326,40
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272)	49,40
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск (МБ-273)	126,20
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)	28,00
5	220 кВ	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)	50,80
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан	212,00
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками	212,20
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Култук – Зун-Мурино с отпайкой на ПС Быстрая (КЗМ-135)	62,40
с энергосистемой республики Саха (Якутия)			
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1	247,50
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №2	247,50
3	110 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1	261,48
4	110 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №2	261,99

В 2019 году сальдо-переток в Иркутскую область составил 2,1 млрд. кВт·ч, из них Иркутск-Красноярск - 1,23 млрд. кВт·ч, Иркутск-Бурятия – годовой переток составил -1,01 млрд. кВт·ч.

Таблица 1.15.2. Контролируемые сечения на границе энергосистем Иркутской области и Красноярского края

Наименование объекта	Максимально допустимый переток активной мощности в нормальной схеме, МВт
Контролируемое сечение «Красноярск – Восток»:	
КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	1900
ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	
ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №1	
ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №2	
Контролируемое сечение «Братск - Красноярск»:	
ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная	На запад – 1900
ВЛ 500 кВ Братский ПП - Тайшет (ВЛ-501)	На Восток – 1650
Контролируемое сечение «Тайшет - Шарбыш тяговая»:	
ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад - Тайшет на ПС НП-17 (С-59)	Зима – 133
ВЛ 110 кВ Бирюса - Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864)	Лето – 115

Таблица 1.15.3. Контролируемые сечения на границе энергосистем Иркутской области и Республики Бурятия

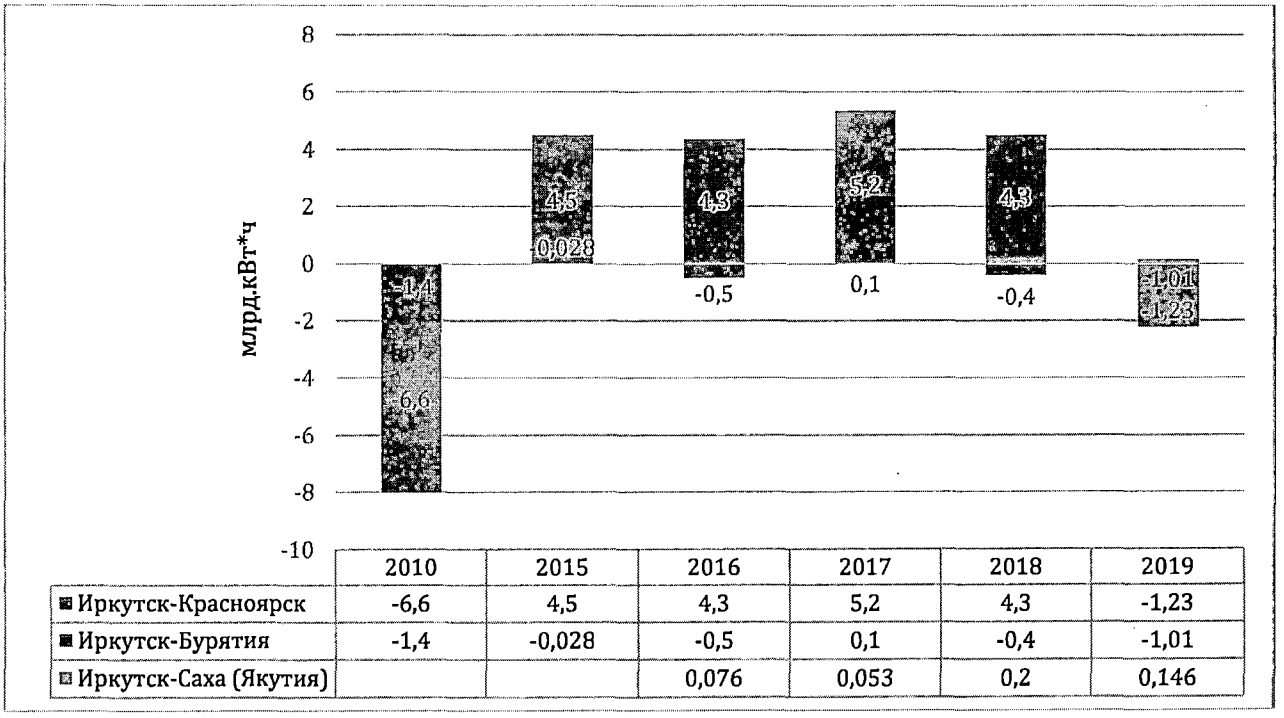
Наименование объекта	Максимально допустимый переток активной мощности в нормальной схеме, МВт
Контролируемое сечение «Бурятия – Иркутск»:	
ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582);	Зима – 390 Лето – 360
ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273);	
ВЛ 220 кВ Мысовая – Выдрино с отпайкой на ПС Переёмная (МВ-274).	
Контролируемое сечение «Иркутск – Бурятия»:	
ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582);	Зима – 565 Лето – 405
ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка;	
ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка.	
Контролируемое сечение «Киренга - Северобайкальск»:	
ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30);	290
ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31).	

С 2016 года осуществляется сальдо-переток в Иркутскую область из Западной энергосистемы Республики Саха (Якутия), так в 2019 году составил 0,146 млрд. кВт·ч.

Таблица 1.15.4. Контролируемые сечения на границе энергосистем Иркутской области и Республики Саха (Якутия)

Наименование объекта	Максимально допустимый переток активной мощности с ПА в нормальной схеме, МВт
Контролируемое сечение «НПС-9 – Пеледуй»:	
ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1	265
ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №2	

На рисунке 1.11 представлена динамика сальдо-перетока между энергосистемой Иркутской области и смежными энергосистемами за последние 10 лет.



	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Иркутск-Красноярск	-6,6	4,5	4,3	5,2	4,3	-1,23
Иркутск-Бурятия	-1,4	-0,028	-0,5	0,1	-0,4	-1,01
Иркутск-Саха (Якутия)			0,076	0,053	0,2	0,146

Рисунок. 1.11. Динамика сальдо-перетока за последние 10 лет, «+» прием, «–» выдача

Объем производства электрической энергии в Иркутской области в 2019 году составил 57,58 млрд. кВт·ч, при этом собственное потребление – 55,48 млрд. кВт·ч, сальдо-переток из Иркутской энергосистемы составил - 2,1 млрд. кВт·ч.

1.16. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Иркутской области

Основным видом топлива в Иркутской области является уголь с годовым объемом потребления в 2019 году – 12604,43 тыс. тонн. Основным потребителем угля являются тепловые электростанции ПАО «Иркутскэнерго». Расход твердого топлива в 2019 году составил 10655,043 тыс. тонн или 84,53 % от общего количества угля, используемого предприятиями Иркутской области, остальное потребление - 1870,7851 тыс. тонн (14,84 %) приходится на коммунальный комплекс региона – муниципальные и ведомственные источники энергии и ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» - 78,6 тыс. тонн (0,63 %).

Выполнив анализ предоставленных данных, можно сформировать отчет о объеме потребления топлива в 2019 году на электростанциях и котельных Иркутской области, тонн условного топлива (т. у. т). Структура потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области в 2019 году представлена в таблице 1.16.1.

Таблица 1.16.1. Топливно-энергетический баланс Иркутской области

Наименование показателя	Производство энергетических ресурсов, т.у.т	Производство электрической энергии, т.у.т	Производство тепловой энергии, т.у.т		
			ТЭС	Котельные	Электро-котельные, теплоутили-зационные установки
Уголь	8 586 713	-3 778 824	-2 937814	-845 082	-
Сырая нефть	26 674 039	-2 179		-15 187	-
Нефтепродукты		-82 209	-12 703	-304 295	-
Природный газ	9 251 735	-437 712	-1 173	-32 763	-
Прочее твердое топливо	1 976 789	-199 848	-1 375 733	-271 788	-
Гидроэнергия и НВИЭ	4 569 450	-4 569 450	-	-	-
Электрическая энергия	-	6 419 013	-	-	-20 972
Тепловая энергия	-	-	3 634 242	1 216 146	617 941
Всего	51 058 726	-2 651 209	-693 181	-252 969	596 968

Помимо производства тепловой и электрической энергии порядка 39 277 629 т.у.т вывозится из региона, что составляет 76,9 % от общего произведенного количества. Оставшиеся 23,1 % т.у.т. топливно-энергетических ресурсов (вышеуказанных видов топлива) используются также на потребление первичной энергии, преобразование топлива (нефти, переработка газа, обогащение угля), сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство, добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства. Структура потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) по секторам промышленности Иркутской области в 2019 году приведена на рисунке 1.12.

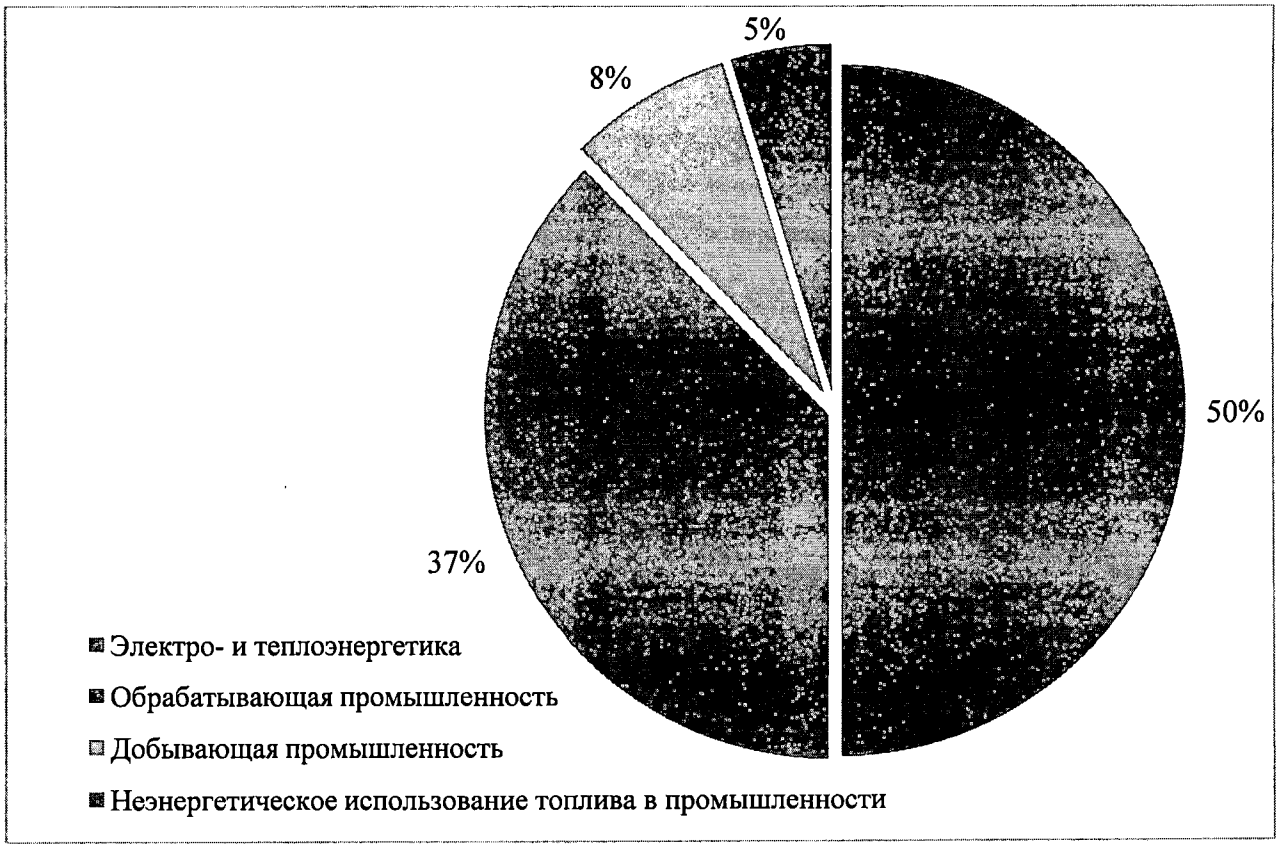


Рисунок 1.12. Структура потребления ТЭР по секторам промышленности Иркутской области

По состоянию на 1 января 2020 года из 995 котельных:

- 638 работали на угле;
- 29 на жидком топливе;
- 140 на дровах и щепе;
- 179 на электрической энергии;
- 9 на газе.

Процентное соотношение котельных по видам используемого топлива показана на рисунке 1.13.

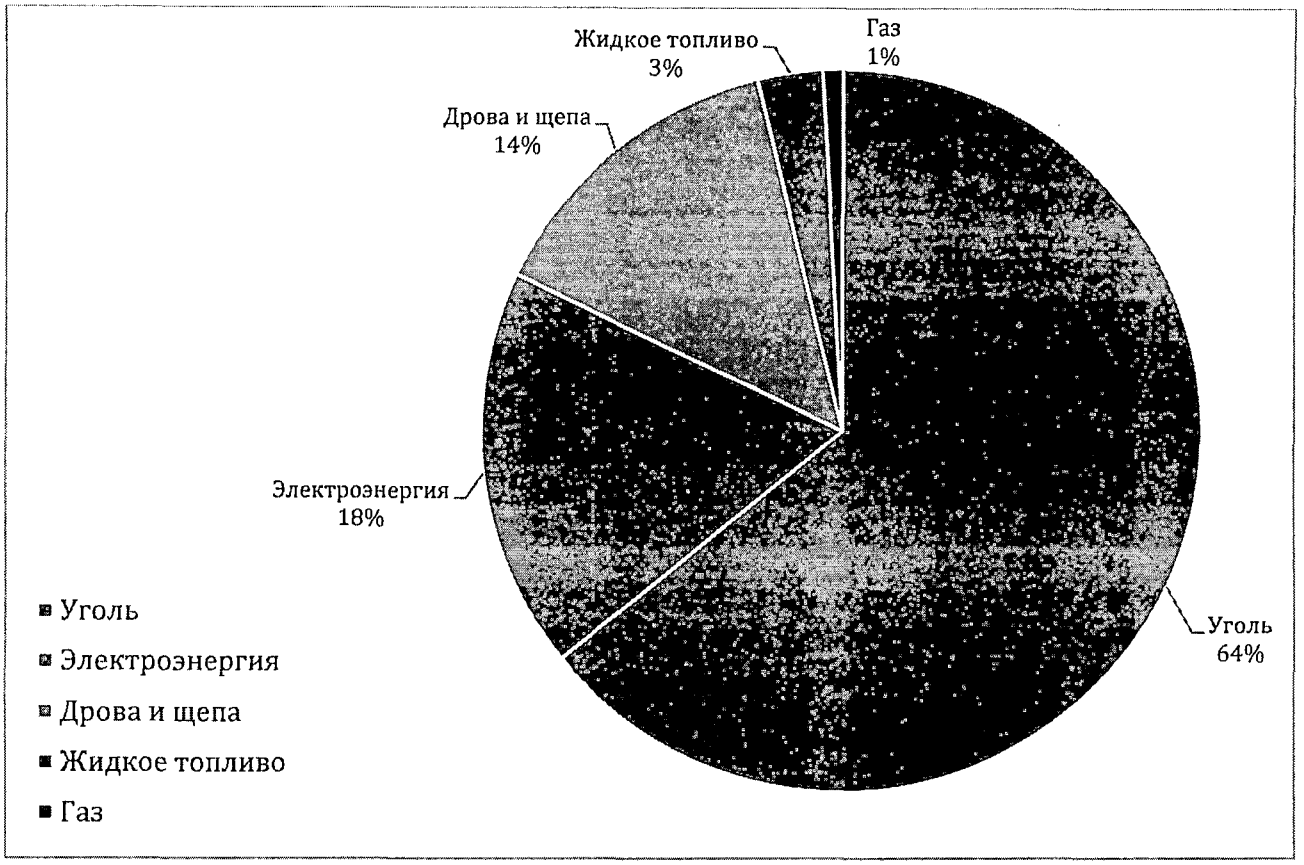


Рисунок 1.13. Соотношение источников тепловой энергии по видам использования топлива

Расчётная потребность в топливе для теплоисточников коммунального комплекса Иркутской области за 2019 составила:

- в угле 1870,785 тыс. тонн;
- в жидком топливе 82,55 тыс. тонн;
- в электроэнергии 8739,185 млн. кВт*ч;
- в газе - 6579,6 тыс. куб. м;
- в прочем твёрдом топливе (дрова, щепа) 308,171 тыс. тонн.

В таблице 1.16.2. представлен фактический расход топлива котельными за 2019 год, разделенный по видам топлива.

Таблица 1.16.2. Расход топлива котельными за 2019 год

Наименование муниципального образования	Кол-во котельных, шт.	Расход топлива				
		Уголь, т/год	Жидкое топливо,	ЭЭ тыс. кВт*ч	Газ, т. м3	Прочее твердое топливо, т/год
г. Братск	7	96507,9		3343,2	21,6	1499
г. Зима	11	31024,0		4827,0		
г. Иркутск	34	401378,0	38639,7	7498,9		
г. Свирск	4	45473,7				
г. Тулун	24	108399,0	277	3812,4		
г. Усть-Илимск	3			4796,6		
г. Черемхово	19	12169,6	2200	289,3		
Ангарский район	3		1211	1518,4		
Балаганский район	21	3899,0				1927

Бодайбинский район	22	77417,6	2686			
Братский район	56	96126,9		7258,8	560,0	12985
Жигаловский район	14	3114,0		2034,0	727,0	2774
Заларинский район	30	35659,0		798,4		
Зиминский район	27	11427,0				
Иркутский район	36	33221,0	811	15983,0		1251
Казачинско - Ленский район	11	40069,1				2497
Катангский район	8		1141			
Качугский район	42	3837,0		1396,0	353,0	20326
Киренский район	18	10285,0	8000			52940
Куйтунский район	44	11795,0		4570,0		2608
Мамско-Чуйский р-н	9	27026,5				
Нижнеилимский р-н	26	16651,0	922	101137,1		105205
Нижнеудинский р-н	79	92715,4		14499,6		11028
Ольхонский район	13	5500,0		3487,2		1200
Слюдянский район	21	149802,0		2338,8		
Тайшетский район	63	203194,0		39539,2		
Тулунский район	38	12421,4		2057,7		1060
Усольский район	37	33099,4	10700	1219,7		244
Усть-Илимский р-н	13	23752,8		24614,5		20485
Усть-Кутский район	21	152743,1	15966	909,9	4918,0	57173
Усть-Удинский р-н	18	6435,0		2230,0		3550
Черемховский район	23	40995,0		1412,0		1040
Чунский район	31	47845,2		3265,5		8377
Шелеховский район	16	6463,7		2247,0		
Аларский район	36	9920,5		1341597,0		
Баяндаевский район	20	3358		3150,0		
Боханский район	32	4900,0		7074200,0		
Нукутский район	22	4082,0		1480,8		
Осинский район	18	1300,0		6271,0		
Эхирит-Булагатский р.	25	6777,0		55401,6		
Итого	**995**	**1 870 785**	**82 553,7**	**8 739 185**	**6 579**	**308 171**

Таблица 1.16.3. Расход топлива на ТЭЦ по его видам за 2019 год

Виды топлива	**На отпуск электрической и тепловой энергии**		**На другие цели**		**Всего**
	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн
Ново-Зиминская ТЭЦ (НЗТЭЦ)					
Нефтетопливо	**425**	**589**			**425**
в том числе: мазут топочный	425	589			425
Уголь	**893 079**	**527 926**			**893 079**
Азейский	440 117	259 812			440 117

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего
	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн
Мугунский	427 687	253 180			427 687
Ирбейский	25 275	14 934			25 275
Итого		**528 515**			
Ново-Иркутская ТЭЦ (НИТЭЦ)					
Нефтетопливо	**1 408,10**	**1 964**	**94,90**	**132**	**1 503**
в том числе: мазут топочный	1 408,10	1 964	94,90	132	1 503
Уголь	**2 172 266**	**1 246 672**	**7 000**	**3 995**	**2 179 266**
Азейский	661 046	377 303	7 000	3 995	668 046
Мугунский	1 120 362	658 990			1 120 362
Ирбейский	390 858	210 379			390 858
Итого		**1 248 636**		**4127**	
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6					
Нефтетопливо	**277,75**	**392**	**4,15**	**6**	**281,90**
в том числе: мазут топочный	221,25	312			221,25
масло кабельное	56,50	80	4,15	6	60,65
Газ природный, тыс. куб.м.	**13 013,73**	**14 871,00**			**13 013,73**
Уголь	**356 097**	**193 340**	**2 024,75**	1 099	**358 121,75**
Ирбейский	356 097	193 340	2 024,75	1 099	358 121,75
Прочие виды топлива	12 804,89	2 725			12 804,89
Итого		**211 328**		**1 105**	
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9					
Нефтетопливо	**144,38**	**200**			**144,38**
в том числе: мазут топочный	144,38	200			144,38
Уголь	**534 234,18**	**345 542**	**26 000**	**16 818**	**560 234,18**
в том числе:					
Мугунский	465 872,18	301 045	26 000	16 818	491 872,18
Черемховский	68 362	44 497			68 362
Итого		**345 742**		**16 818**	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ					
Нефтетопливо	**83,51**	**118**			**83,51**
в том числе: мазут топочный	83,51	118			83,51
Уголь	**204 140**	**120 311**	**7000**	**4 130**	**211 140**
Азейский	108 861,50	64 234	7 000	4 130	115 861,50
Мугунский	94 800	55 792			94 800
Отсев угля каменного	478,50	285			478,50
Итого		**120 429**		**4 130**	
Иркутская ТЭЦ-6					

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего
	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн
Нефтетопливо	**420,47**	**591**	**20,64**	**29**	**441,11**
в том числе: мазут топочный	420,47	591	20,64	29	441,11
Уголь	**851 846**	**509 518**	**62**	**37**	**851 908**
Ирбейский	851 846	509 518	62	37	851 908
Прочие виды топлива, плотн. куб. м	**6 476**	**1 293**	**350**	**70**	**6 826**
Итого		**511 402**		**136**	
Иркутская ТЭЦ-9					
Нефтетопливо	**1 246,30**	**1 731**			**1 246,30**
в том числе: мазут топочный	1 246,30	1 731			1 246,30
Уголь	**1 866 483**	**1 165 470**	**26 000**	**15 162**	**1 892 483**
Азейский	297 454	173 137			297 454
Мугунский	742 055	432 744	26 000	15 162	768 055
Ирбейский	196 898	111 036			196 898
Черемховский	585 872	417 685			585 872
Головинский	44 204	30 868			44 204
из общего кол-ва угля - уголь каменный	630 076	448 553			630 076
Итого		**1 167 201**		**15 162**	
Иркутская ТЭЦ-10					
Нефтетопливо	**1 322,03**	**1 822**	**109,66**	**154,00**	**1 431,69**
в том числе: мазут топочный	1 322,03	1 822	109,66	154,00	1 431,69
Уголь	**2 238 586,97**	**1 394 523**			**2 238 586,97**
Азейский	463 335,90	288 251			463 335,90
Мугунский	865 633,36	530 398			865 633,36
Ирбейский	218 964,20	134 317			218 964,20
Черемховский	617 791,90	393 368			617 791,90
Головинский	72 861,61	48 189			72 861,61
из общего кол-ва угля - уголь каменный	690 653,51	441 557			690 653,51
Итого		**1 396 345**		154,00	
Иркутская ТЭЦ-11					
Нефтетопливо	**560,45**	**788**			**560,45**
в том числе: мазут топочный	560,45	788			560,45
Уголь	**589 745**	**371 176**			**589 745**
Азейский	115 553	72 844			115 553
Мугунский	285 333	179 469			285 333
Ирбейский	28 445	17 956			28 445
Черемховский	158 805	99 894			158 805
Головинский	1 609	1 013			1 609

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего
	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн
из общего кол-ва угля - уголь каменный	160 414	100 907			158 805
Итого		**371 964**			
Иркутская ТЭЦ-12					
Уголь	**91 867**	**64 830**			**91 867**
Черемховский	80 257	56 542			80 257
Головинский	11 610	8 288			11 610
из общего кол-ва угля - уголь каменный	91 867	64 830			91 867
Итого		**64 830**			
Иркутская ТЭЦ-16					
Нефтетопливо	**114,90**	**162**			**114,90**
в том числе: мазут топочный	114,90	162			114,90
Уголь	**167 561**	**91 577**			**167 561**
Азейский	33 138	18 132			33 138
Мугунский	20 501	11 168			20 501
Ирбейский	113 922	62 277			113 922
Итого		**91 739**			
Усть-Илимская ТЭЦ					
Нефтетопливо	**190**	**266**			**190**
в том числе: мазут топочный	190	266			190
Уголь	**689 138**	**445 937**			**689 138**
Жеронский	689 138	445 937			689 138
из общего кол-ва угля - уголь каменный	689 138	445 937			689 138
Итого		**446 203**			

Совокупный расход по видам используемого топлива на ПАО «Иркутскэнерго» представлен в таблице 1.16.4.

Таблица 1.16.4. Совокупный расход по видам используемого топлива на ПАО «Иркутскэнерго»

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего	
	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислении т.у.т.	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислениит .у.т.	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислении т.у.т.
ПАО «Иркутскэнерго»						

Нефтетопливо	6 192,89	8 623	229,35	321	6 422,24	8 944
Уголь	10655043,1	6 476 822	68 086,75	41 241	10 723 129,9	6 518 063
Газ природный, тыс. куб. м.	13 013,73	14 871			13 013,73	14 871
Прочие виды	19 280,89	4 018	350,00	70	19 630,89	4 088
Всего		6 504 334		41 632		6 545 966

Из таблицы 1.16.4 видно, что уголь является преобладающим видом топлива на всех ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» и составляет 99,64% от используемого топлива, также используется незначительное количество мазута, природного газа и прочих топлив. На ТЭЦ используются различные виды угля, что говорит о достаточной диверсификации рынка. Основными поставщиками и производителями угля являются:

- ООО «Компания «Востсибуголь» - (разрезы в Иркутской области - Азейский, Мугунский, Черемховский, Головинский, Ирбейский, Вереинский, Касьяновская обогатительная фабрика), реализует бурые угли марки 2БР и 3БР, каменные марки ДР и концентрат марки ДКОМ;
- АО «СУЭК-Красноярск» реализует бурый уголь марки 2БР Бородинского угольного месторождения в Красноярском крае;
- ООО «СУЭК-Хакассия» реализует уголь длиннопламенный обогащенный марки ДО Черногорской обогатительной фабрики в Хакассии для северных территорий области;
- ЗАО «КрасноярскКрайуголь-Восток» - региональный дистрибьютер углей Переяславского разреза в Красноярском крае, реализует марки 3БР, 3БКПО, 3БОМ;
- ООО «Разрез Велистовский» осуществляет поставку бурого угля марки 3БР с Велистовского участка Азейского буроугольного месторождения;
- ООО «Разрез Тарасовский» (Тарасовское месторождение в Иркутской области) реализует угли каменные марки ДР.

В целях обеспечения бесперебойного теплоснабжения населения Министерством сформирован аварийно-технический запас топлива в объеме 159 тыс. тонн топлива. В целях предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций, связанных с дефицитом топлива, в течение 2019 года в установленном порядке выделено топливо 14 муниципальным образованиям.

Сравнение нормативных показателей потребления топлива и удельного расхода с фактическими показателями представлено в таблице 1.16.5 и 1.16.6.

Таблица 1.16.5. Сравнение нормативных и фактических показателей расхода топлива на ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»

Источник тепловой энергии	**По нормативам, т.у.т**	**Фактически, т.у.т**	**Удельный расход условного топлива**			
			на электроэнергию, г/кВт*ч		на теплоэнергию, кг/Гкал	
			норматив	факт	норматив	факт
Ново-Зиминская ТЭЦ	528 590	528 515				
на отпущенную электроэнергию	305 120	304 981	359,8	359,7		

Источник тепловой энергии	По нормативам, т.у.т	Фактически, т.у.т	Удельный расход условного топлива			
			на электроэнергию, г/кВт*ч		на теплоэнергию, кг/Гкал	
			норматив	факт	норматив	факт
на отпущенную тепловую энергию	223 470	223 534			148,00	148,1
Ново-Иркутская ТЭЦ	1 245 664	1 248 636				
на отпущенную электроэнергию	603 634	605 210	285,2	286		
на отпущенную тепловую энергию	642 030	643 426			129,90	130,2
Расход ЭЭ на ЭКУ, МВт*ч		11 841,06				
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	211 216	211 328				
на отпущенную электроэнергию	16 705	16 721	422,2	422,6		
на отпущенную тепловую энергию	194 511	194 607			158,50	158,6
в том числе, на электростанции	102 754	102 804				
в том числе от котельной, находящейся на балансе станции	91 757	91 803			154,70	154,8
Расход ЭЭ на электрокотельную установку, МВт*ч		3 321,54			163,10	163,2
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	345 742	345 742				
на отпущенную электроэнергию	86 443	86 443	712,70	712,7		
на отпущенную тепловую энергию	259 299	259 299			166,80	166,8
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	120 291	120 429				
на отпущенную электроэнергию	25 777	25 791	482,10	482,4		
на отпущенную тепловую энергию	94 514	94 638			148,50	148,7
Иркутская ТЭЦ-6	511 402	511 402				
на отпущенную электроэнергию	169 894	169 894	335,60	335,6		
на отпущенную тепловую энергию	341 508	341 508			149,70	149,7
Иркутская ТЭЦ-9	1 167 316	1 167 201				
на отпущенную электроэнергию	508 226	509 405	329,50	330,2		
на отпущенную тепловую энергию	659 090	657 796			144,30	144,0
Расход ЭЭ на электробойлерной, МВт*ч		32 209,43				
Иркутская ТЭЦ-10	1 396 836	1 396 345				
на отпущенную электроэнергию	1 329 179	1 328 521	392,30	392,1		

Источник тепловой энергии	По нормативам, т.у.т	Фактически, т.у.т	Удельный расход условного топлива			
			на электроэнергию, г/кВт*ч		на теплоэнергию, кг/Гкал	
			норматив	факт	норматив	факт
на отпущенную тепловую энергию	67 657	67 824			158,70	159,1
Иркутская ТЭЦ-11	372 294	371 964				
на отпущенную электроэнергию	213 798	213 632	429,92	429,59		
на отпущенную тепловую энергию	158 496	158 332			163,52	163,3
Иркутская ТЭЦ-12	64 834	64 830				
на отпущенную электроэнергию	14 517	14 628	419,48	422,68		
на отпущенную тепловую энергию	50 317	50 202			142,93	142,6
Иркутская ТЭЦ-16	91 767	91 739				
на отпущенную электроэнергию	16 551	16 551	439,70	439,70		
на отпущенную тепловую энергию	75 216	75 188			152,00	151,9
Расход ЭЭ на электрокотельную установку, МВт*ч		45 403,26				
Усть-Илимская ТЭЦ	445 973	446 203				
на отпущенную электроэнергию	225 236	225 320	295,80	295,90		
на отпущенную тепловую энергию	220 737	220 883			135,70	135,8
Расход ЭЭ на электрокотельную установку, МВт*ч		4 451,18				

Таблица 1.16.6. Сравнение нормативных и фактических показателей расхода топлива на отпуск электроэнергии и теплоэнергии ПАО «Иркутскэнерго»

Источник тепловой энергии	По нормативам, т.у.т	Фактически, т.у.т	Удельный расход условного топлива			
			на электроэнергию, г/кВт*ч		на теплоэнергию, кг/Гкал	
			норматив	факт	норматив	факт
ПАО "Иркутскэнерго"	6 501 925	6 504 334				
на отпущенную электроэнергию	3 515 080	3 517 097	353,40	353,6		
на отпущенную тепловую энергию	2 986 845	2 987 237			145,10	145,1
в том числе						
от электростанции	2 895 088	2 895 434			144,60	144,6
от котельной, находящейся на балансе станции	91 757	91 803			163,10	163,2
Расход ЭЭ на электрокотельную установку, МВт*ч		100 889,35				

Таблица 1.16.7. Потребление топлива на электростанциях и котельных Иркутской области за 2019 год, тыс. т у. т

Источник	Всего	Вид топлива			
		Уголь	Жидкое топливо	Природный газ	Прочее твёрдое топливо
Электрические станции	**8 209,98**	**6 525,06**	**96,69**	**14,87**	**1 573,37**
ТЭЦ и котельные ПАО «Иркутскэнерго»	6 504,33	6 476,82	8,62	14,87	4,02
ТЭЦ АО «Группа Илим»	1 657,18	-	87,83	-	1 569,35
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	48,48	48,24	0,24	-	-
Котельные	**1 338,65**	**1 137,18**	**112,03**	**7,47**	**81,97**
Итого	**9 548,63**	**7 662,24**	**208,71**	**22,35**	**1 655,34**

Фактическое потребление топлива незначительно превышают нормативные. Объем потребления топлива в 2019 году на электростанциях и котельных Иркутской области составляет около 9548,63 тыс. т у. т.

В структуре потребления топлива (которая представлена в таблице 42) на электростанциях и котельных Иркутской области преобладает уголь – 80,24 %, значительную долю занимают прочие твёрдые виды топлива – 17,34 %, что объясняется наличием электростанций промышленных предприятий, которые используют в качестве топлива отходы производственной деятельности профильных предприятий, например, отходы лесопереработки и целлюлозно-бумажных комбинатов. Структура топлива, использованного на производство электрической и тепловой энергии, на источниках области с разбивкой по видам представлена на рисунке 1.14.

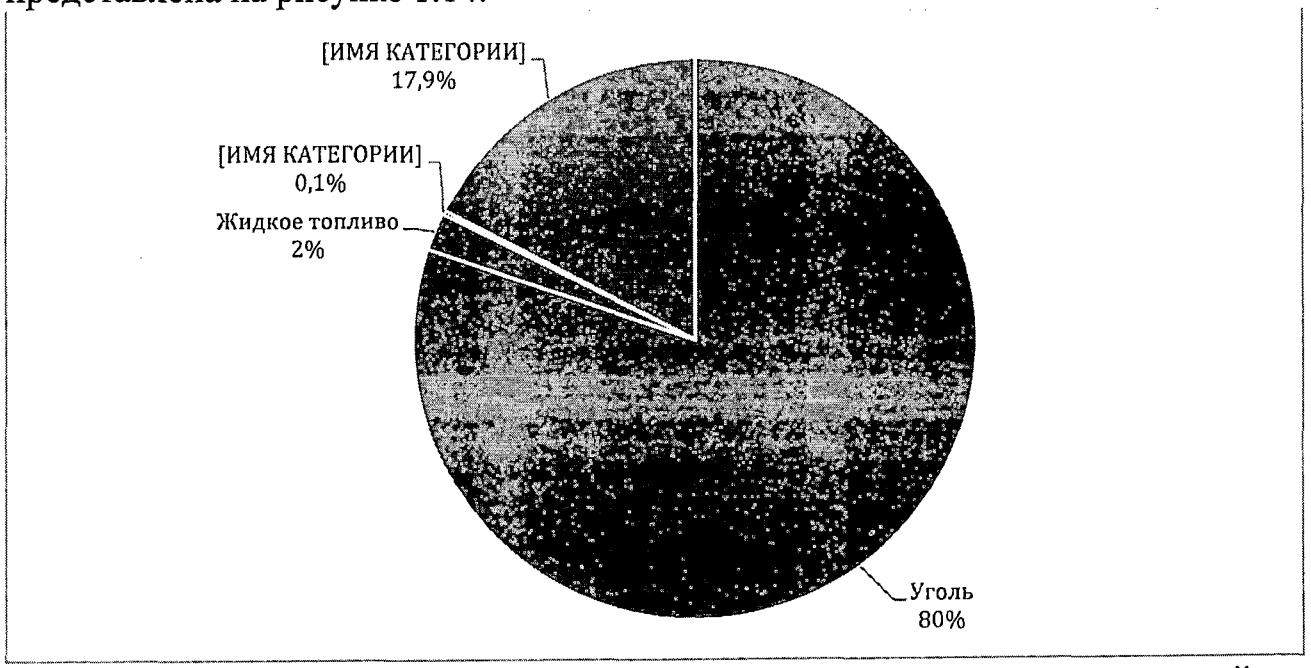


Рисунок 1.14. Структура потребления топлива на источниках тепловой и электрической энергии Иркутской области за 2019 год

1.17. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за предшествующие 5 лет

ЕТЭБ за 2014-2018 годы, отражающий все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД, представлен в таблицах 1.17.1–1.17.4 и выполнен в соответствии с информацией, предоставленной в виде статистической отчетности.

Таблица 1.17.1. Единый топливно-энергетический баланс угля и природного газа Иркутской области за 2014-2018 годы (тыс. т у. т)

Наименование показателя	Уголь					Природный газ				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Производство энергетических ресурсов	7 909,6	7118,8	6904,4	7338,3	8586, 7	2 538,8	4518,7	2896,7	7433,1	9 251,7
Ввоз	2 746,2	1326,0	1863,2	2090,5	1 971,6		0,0	0,0	0,0	0
Вывоз	-1731,3	-1650,3	-1081,5	-1623,5	-1552,1	-	0,0	0,0	0,0	0
Изменение запасов	-860,5	471,9	17,1	101,6	-201,4		0,0	0,0	0,0	0
Потребление первичной энергии	8 064,0	7266,3	7703,3	7907,0	8 804,8	2 538,8	4518,8	2896,7	7433,2	9 251,7
Статистическое расхождение	0,0	0,0	-17,2	295,9	485,2	-	881,1	н/д	-106,1	649,3
Производство электрической энергии	-3280,0	-3215,0	-3104,4	-3422,3	-3778,8	-207,7	-323,7	-396,9	-363,5	-437,7
Производство тепловой энергии, в том числе	-3970,0	-3632,8	-3695,2	-3644,7	-3771,8	-57,7	-20,9	-20,2	-36,9	-33,9
Теплоэлектростанции	-2880,0	-2775,2	-2826,1	-2798,8	-2937,8	-46,2	-2,2	-2,4	-2,5	-1,1
Котельные	-1090,0	-857,6	-869,1	-845,9	-845	-11,5	-18,6	-17,8	-34,4	-32,7
Электрокотельные и утилизация тепла		0,0					0,0			0
Преобразование топлива, в том числе	-	-0,3	-241,7	-143,2	-303,6	-	-1,8	н/д	-1,3	-1,6
Производство нефтепродуктов		0,0			0		-1,8		-1,3	-1,6
Переработка газа		0,0			0		0,0			0
Обогащение угля		-0,3	-241,7	-143,2	-303,6		0,0			0
Собственные нужды		0,0				-750,1	0,0		-1338,6	-2356,2
Потери при передаче		0,0					0,0		-4450,2	-4354,6
Конечное потребление энергетических ресурсов	814,0	418,3	497,7	400,8	465,2	1 523,3	3291,2	н/д	1348,8	1 418,1
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	2,2	0,9	0,8	0,2	0,6		0,0	0,0	0,0	0
Промышленность	427,7	229,0	254,0	215,1	256,6	275,8	1136,3	н/д	510,2	683,4
(C) Добыча полезных ископаемых	59,7	54,5	66,2	52,6	86,3	275,8	429,5	н/д	510,2	683,4
(D) Обрабатывающие производства	356,0	174,5	187,8	162,5	170,3		706,8	0,0	0,0	0
(F) Строительство	6,0	2,3	1,7	1,2	1,2		0,0	н/д	0,0	0
(M+N+O) Сфера услуг	32,0	13,9	16,1	14,1	37,4		0,0	0,0	0,9	1,1
(99.9) Прочие виды деятельности	34,0	65,7	114,1	64,1	58,7		0,0	0,0	0,0	0
Население	24,0	16,7	18,8	17,9	17,3	11,5	10,3	0,0	1,4	1,9
Неэнергетическое использование	140,0	89,7	92,2	88,2	93,2	923,2	2144,6	н/д	837,6	733,6

Таблица 1.17.2. Единый топливно-энергетический баланс сырой нефти и нефтепродуктов Иркутской области за 2014-2018 годы (тыс. т у. т)

Наименование показателя	Сырая нефть					Нефтепродукты				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Производство энергетических ресурсов	18 600,0	22761,2	26972,8	26569,8	26 674		12099,0	0,0		
Ввоз	14 270,0	13425,5	13900,5	14039,5	12 792,5	1 390,0	1676,4	1448,2	1386,3	1 999,2
Вывоз	-16 900,0	-22705,6	-26919,1	-26530,4	-26 618,2	-10 270,0	-10698,1	-10739,0	-11386,5	-10489,4
Изменение запасов	-172,0	1,4	1,4	1,36	1,3	-206,0	120,3	6,6	-18,2	-13,1
Потребление первичной энергии	15 798,0	13482,5	13955,6	14080,2	12 849,7	-9 086,0	3197,7	-9284,2	-10018,4	-8 503,3
Статистическое расхождение	-	0,0	-1,4	0,0	0	-	0,0	-6,6	0,0	0
Производство электрической энергии	-8,0	-3,2	-2,2	-2,7	-2,2	-74,0	-53,1	-59,5	-76,2	-82,2
Производство тепловой энергии, в том числе	-34,0	-26,4	-21,2	-21,6	-15,2	-560,0	-258,0	-365,9	-314,0	-316,9
Теплоэлектростанции		0,0	0,0	0,0	0,0	-42,0	-19,9	-16,0	-14,9	-12,7
Котельные	-34,0	-26,4	-21,2	-21,6	-15,2	-518,0	-238,1	-349,9	-299,1	-304,2
Электрокотельные и утилизация тепла		0,0					0,0			0
Преобразование топлива, в том числе	-15 700,0	-13425,5	-13900,5	-14039,5	-12 792,5	14 592,0	-272,4	13305,0	14105,8	12 623,9
Производство нефтепродуктов	-15 700,0	-13425,5	-13900,5	-1409,5	-12 792,5	14 592,0	-272,4	13305,0	14105,8	12 623,8
Переработка газа		0,0			0		0,0			0
Обогащение угля		0,0			0		0,0			0
Собственные нужды		0,0					0,0		-444,5	-538,1
Потери при передаче		0,0					0,0			
Конечное потребление энергетических ресурсов	56,0	27,4	31,8	16,5	39,7	4 872,0	2614,1	3191,8	3252,8	3 183,2
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство		0,0	0,0	0,0	0	14,0	108,2	97,5	97,1	107
Промышленность	-	24,2	24,0	13,3	36,9	171,0	998,3	1701,3	1784,6	1 725,4
(C) Добыча полезных ископаемых		24,2	24,0	13,3	36,9	28,0	332,8	349,6	315,4	351,1
(D) Обрабатывающие производства		0,0	0,0	0,0	0	143,0	665,4	1351,7	1469,2	1 374,2
(F) Строительство		0,0	0,0	0,0	0	26,0	61,3	79,0	97,7	85,5
(M+N+O) Сфера услуг		3,2	7,8	3,2	2,8		291,1	277,9	270,9	250,1
(99.9) Прочие виды деятельности			0,0	0,0	0		92,7	155,7	112,3	192,6
Население			0,0	0,0	0	590,0	887,6	781,5	775,9	694,3
Неэнергетическое использование	43,0		0,0	0,0	0	3 168,0	175,0	98,9	114,4	128,2

Таблица 1.17.3. Единый топливно-энергетический баланс гидроэнергии и нетрадиционные возобновляемые источники энергеии (НВИЭ), а также прочего твердого топлива Иркутской области за 2014-2018 годы (тыс. т у. т)

Наименование показателя	Прочее твердое топливо					Гидроэнергия и НВИЭ				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Производство энергетических ресурсов	1 580,0	3685,5	3925,3	1961,6	1 976,8	5 412,0	4418,5	4595,8	4325,4	4 569,4
Ввоз		0,0	0,0	0,0	0		0,0	0,0	0,0	0
Вывоз		0,0	0,0	0,0	0		0,0	0,0	0,0	0
Изменение запасов	-	-1,5	5,8	-0,5	-3		0,0	0,0	0,0	0
Потребление первичной энергии	1 580,0	3684,0	3931,1	1961,0	1 973,7	5 412,0	4418,5	4595,8	4325,4	4 569,4
Статистическое расхождение	-	0,0	-5,8	0,0	0	-	0,0	0,0	0,0	0
Производство электрической энергии	-130,0	-154,5	-187,1	-185,5	-199,9	-5 412,0	-4418,5	-4595,8	-4325,4	-4569 ,4
Производство тепловой энергии, в том числе	-1310,0	-1585,5	-1631,8	-1635,9	-1 647,5	-		0,0		
Теплоэлектростанции	-590,0	-777,0	-764,5	-1344,3	-1 375,7					
Котельные	-720,0	-808,5	-867,3	-291,6	-271,8					
Электрокотельные и утилизация тепла		0,0			0					
Преобразование топлива, в том числе	-60,0	-54,8	-60,2	-57,5	-59,7	-				
Производство нефтепродуктов	-60,0	-54,8	-60,2	-57,5	-59,7					
Переработка газа		0,0			0					
Обогащение угля		0,0			0					
Собственные нужды		0,0								
Потери при передаче		0,0								
Конечное потребление энергетических ресурсов	80,0	1889,1	2052,1	96,6	96,6	-				
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство		8,9	19,4	15,5	15,5					
Промышленность	24,0	1829,8	1976,1	7,3	7,3	-				
(C) Добыча полезных ископаемых		0,3	0,3	0,3	0,3					
(D) Обрабатывающие производства	24,0	1829,5	1975,8	7,0	6,9					
(F) Строительство		0,0	0,0	0,0	0					
(M+N+O) Сфера услуг		3,5	2,5	2,4	2,4					
(99.9) Прочие виды деятельности		33,9	30,8	33,8	33,8					
Население	56,0	4,0	14,5	14,5	14,4					
Неэнергетическое использование	1 580,0	9,0	8,9	23,2	23,1					

Таблица 1.17.4. Единый топливно-энергетический баланс электрической и тепловой энергии Иркутской области за 2014-2018 годы (тыс. т у. т)

Наименование показателя	Электрическая энергия					Тепловая энергия				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Производство энергетических ресурсов							0,0			
Ввоз	578,1	1110,5	667,6	1147,0	1 045,5		0,0			
Вывоз	-848,7	-607,7	0,0	-517,9	-617,8		0,0			
Изменение запасов		0,0	0,0	0,0	0		0,0			
Потребление первичной энергии	-270,6	502,9	333,1	629,1	427,7	-	0,0			
Статистическое расхождение	-	0,0	334,5	0,0	0	-	-45,2	-22,5	-33,54	-107,3
Производство электрической энергии	7 257,0	5983,0	5888,1	6004,2	6 419		0,0	0,0	0,0	0
Производство тепловой энергии, в том числе	-172,2	-46,0	-36,3	-22,6	-20,9	5 914,3	5137,7	5534,2	5371,5	5 468,3
Теплоэлектростанции	-115,6	0,0				3 808,6	3329,5	3567,9	3476,6	3 634,2
Котельные		0,0				1 500,9	1758,0	1633,4	1270,5	1 216,1
Электрокотельные и утилизация тепла	-56,6	-46,0	-36,3	-22,6	-20,9	604,8	50,3	332,9	624,5	617,9
Преобразование топлива, в том числе	-114,9	-55,8	-67,5	-56,3	-53,7	-460,7	-247,0		-246,5	-240,7
Производство нефтепродуктов	-114,9	-55,8	-67,5	-56,3	-53,7	-460,7	-247,0		-246,5	-240,7
Переработка газа	-	0,0					0,0			0
Обогащение угля		0,0					0,0			0
Собственные нужды	-244,8	-245,4	-247,3	-254,4	-276,7		0,0	-273,8	-133,1	-139,4
Потери при передаче	-504,3	-543,4	-615,0	-582,3	-567,8	-505,2	-341,5	-440,6	-340,5	-381,2
Конечное потребление энергетических ресурсов	5 950,2	5595,2	5699,0	5717,7	5 927,5	4 948,4	4594,4	4797,3	4685,0	4 814,2
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	100,9	98,8	80,6	79,1	81,8	90,6	70,1	72,8	69,7	68
Промышленность	3 990,9	3556,0	4036,7	4146,4	3 934,9	2 502,4	2542,3	2654,0	2634,5	2 649,1
(C) Добыча полезных ископаемых	215,3	303,7	315,2	341,5	342 301	80,2	84,7	94,7	84,9	88,5
(D) Обрабатывающие производства	3 624,3	3252,3	3721,5	3804,9	3 592,6	2 125,0	2457,6	2559,2	2549,6	2 560,5
(F) Строительство	35,7	29,4	34,7	33,0	30,9	22,3	10,0	7,5	7,7	6,5
(M+N+O) Сфера услуг	50,4	428,4	474,6	453,0	529,4	215,5	91,7	78,5	70,8	74,8
(99.9) Прочие виды деятельности	258,3	893,1	465,0	380,7	381,2	191,7	372,3	409,5	425,1	460,2
Население	1 004,9	589,6	607,3	625,5	969	1 768,3	1508,0	1575,0	1477,3	1 555,5
Неэнергетическое использование	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

В отраслях ТЭК производится 10% валового регионального продукта Иркутской области. В общем объеме промышленного производства продукция ТЭК составляет более 30 %. Основные фонды ТЭК составляют более 60 %, осваивается 49 % инвестиций, направляемых в промышленность. На долю ТЭК приходится около 33 % численности населения, занятого в промышленности региона.

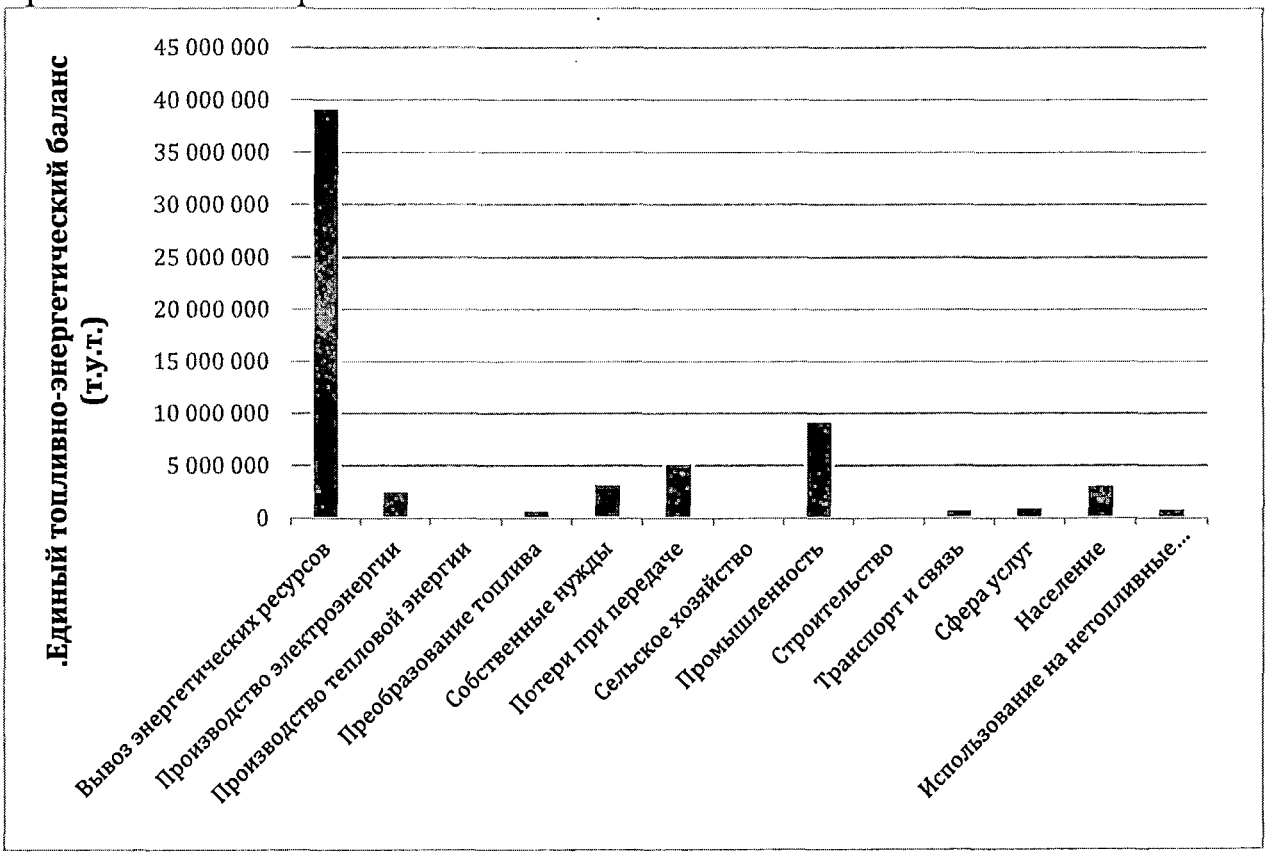


Рисунок 1.15. Топливно-энергетический баланс Иркутской области за 2018 год

По данным Росстата за 2019 год на долю области приходится 6,7 % потребляемого угля в стране, 5,0 % электроэнергии, 3,2 % тепловой энергии. Доля Иркутской области в СФО более значительна: в потреблении угля – 12 %, электроэнергии – более 24 %, тепловой энергии – более 21 %. При этом структура потребления топливных ресурсов в стране в целом и в Иркутской области значительно отличается. Так, основным видом топлива, потребляемого в Российской Федерации, является газ (природный, сжиженный, искусственный, сухой) – порядка 60 %, а Иркутской области – уголь, который составляет более половины от общей потребности в ТЭР (включая все виды нефтепродуктов).

ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

2.1. Оценка балансовой ситуации и наличия энергоузлов, в которых выявлено недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима («узких мест»)

Анализ балансовой ситуации за прошедший год, который подробно представлен в пункте 2.1.1 показал, что в 2019 году в энергосистеме Иркутской области всего было установлено ограничений на выдачу мощности на 2 163,9 МВт, в том числе плановых – 379,4 МВт (ТЭС – 122 МВт, ГЭС – 257,4 МВт), неплановых – 1784,5 МВт (ТЭС – 8,3 МВт, ГЭС – 1710,5 МВт).

Величина ремонтного снижения мощности составила 1289,2 МВт, из них ТЭС -372,0 МВт, ГЭС -917,2 МВт. Величина ремонтного снижения из-за аварийных и неплановых ремонтов составила 150 МВт.

Ограничений на выдачу мощности по аварийным заявкам, по топливу в следствии реконструкции или вынужденного простоя за 2019 год не наблюдалось.

Резерв составил всего 1016,0 МВт, из них ТЭС – 715,1 (Участок № 1 ТЭЦ-9 – 21,3 МВт, ТЭЦ-6 – 82,4 МВт, ТЭЦ-9 52,0 МВт, ТЭЦ-10 – 153,5 МВт, ТЭЦ-11 – 149,1 МВт, НИТЭЦ – 0,4 МВт, УИТЭЦ – 198,9 МВт, НЗТЭЦ – 50,8 МВт). ГЭС – 300,9 МВт (Братская ГЭС – 300,9 МВт).

Перегруз по станциям энергосистемы Иркутской области составил всего 14,1 Мвт, из них Иркутская ТЭЦ-9 – 5,5 МВт, Иркутская ТЭЦ-10 – 1,1 МВт, Иркутская ТЭЦ-11 – 5,5 МВт, Усть-Илимская ТЭЦ – 2,0 МВт.

2.1.1. Оценка балансовой ситуации за прошедший год

Фактический баланс мощности на час прохождения максимума за 2019 год, включая плановые/неплановые ограничения, располагаемую мощность электростанций с учетом перегруза приведен в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1. Фактический баланс мощности за 2019 год

Наименование станции	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность	Плановые ограничения	Неплановые ограничения
ТЭС	**3 886,3**	**3 770,1**	**122,0**	**8,3**
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	79,0	54,0	25,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-6	270,0	244,0	26,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-9	540,0	545,5	0,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-10	1 110,0	1 111,1	0,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-11	320,3	320,8	5,0	0,0
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	708,0	0,0	0,0
Усть-Илимская	515,0	451,0	66,0	0,0

Наименование станции	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность	Плановые ограничения	Неплановые ограничения
ТЭЦ				
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	260,0	0,0	0,0
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,0	18,0	0,0	0,0
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12,0	12,0	0,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-12	12,0	12,0	0,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-16	18,0	18,0	0,0	0,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24,0	15,7	0,0	8,3
ГЭС (ВЭС)	**9 088,4**	**7 120,5**	**257,4**	**1710,5**
Иркутская ГЭС	662,4	402,9	0,0	259,5
Братская ГЭС	4 500,0	4 242,6	257,4	0,0
Усть-Илимская ГЭС	3 840,0	2 463,5	0,0	1 376,5
Мамаканская ГЭС	86,0	11,5	0,0	74,5
Эл.станции пром. предприятий	**157,4**	**91,7**	**0,0**	**65,7**
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	113,0	61,0	0,0	52,0
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	44,4	30,7	0,0	13,7

Информация о ремонтах, в том числе краткосрочных, среднесрочных, аварийных и так далее приведена в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2. Информация о ремонтах агрегатов станций

Наименование станции	К.Р., МВт	С.Р.	Т.Р.	А.Р.	ПЛ годовой	ПЛ месячный	НПЛ
ТЭС	**0**	**0**	**222**	**150**	**652**	**766,3**	**158,3**
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	0	0	0	0	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-6	0	0	0	0	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-9	0	0	50	0	50	100	0
Иркутская ТЭЦ-10	0	0	150	150	290	290	150
Иркутская ТЭЦ-11	0	0	22	0	72	101,3	0
Ново-Иркутская ТЭЦ	0	0	0	0	113	175	0

Наименование станции	К.Р., МВт	С.Р.	Т.Р.	А.Р.	ПЛ годовой	ПЛ месячный	НПЛ
Усть-Илимская ТЭЦ	0	0	0	0	97	70	0
Ново-Зиминская ТЭЦ	0	0	0	0	30	30	0
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	0	0	0	0	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-12	0	0	0	0	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-16	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	0	0	0	0	0	0	8,3
ГЭС (ВЭС)	**225,8**	**-**	**691,4**	**0**	**1512,5**	**1512,5**	**0**
Иркутская ГЭС	0	-	0	0	82,8	82,8	0
Братская ГЭС	225,8	-	691,4	0	928,2	928,2	0
Усть-Илимская ГЭС	0	-	0	0	480	480	0
Мамаканская ГЭС	0	-	0	0	21,5	21,5	0
Электростанции промышленных предприятий	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	0	0	0	0	0	0	0

2.1.2. Энергорайоны с высокими рисками нарушения электроснабжения

2.1.2.1. Бодайбинский энергорайон Иркутской области

Бодайбинский энергорайон Иркутской области отнесен к регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения. В состав энергорайона входят Бодайбинский и Мамско-Чуйский административные районы с общей численностью населения 24,359 тысяч человек.

Границы Бодайбинского энергорайона:

- ПС 220 кВ Таксимо: выключатель ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан;
- ПС 220 кВ Таксимо: выключатель ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками;
- ПС 220 кВ Пеледуй: ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, 2.

В Бодайбинский энергорайон входят следующие основные энергообъекты: Мамаканская ГЭС (установленная мощность 86 МВт) и ПС 220 кВ Мамакан. В зимний период гарантированная мощность Мамаканской ГЭС в период с декабря по январь включительно составляет 10 МВт, в период с 1 февраля по 10 мая – 7,3 МВт.

Основными потребителями являются предприятия золотодобывающей промышленности. Все потребители электрической энергии Бодайбинского энергорайона имеют третью категорию надежности электроснабжения.

Ввод обьектов ПАО «ФСК ЕЭС» в рамках «Пеледуйского кольца», а также установка БСК на ПС 220 кВ Мамакан и ПС 110 кВ Перевоз, позволили стабилизировать обстановку в Бодайбинском энергорайоне. В 2019 году реализован следующий перечень мероприятий, необходимых для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений (в соответствии с Приказом Минэнерго России от 28 ноября 2017 года № 1125):

– строительство и ввод в работу ПС 220 кВ Сухой Лог и ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1, №2 и ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I, II цепи;

– замыкание транзита 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут – ПС 220 кВ Пеледуй.

После выполнения указанных мероприятий исключено контролируемое сечение «Таксимо – Мамакан», в состав которого входили ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан и ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками. Создано новое КС «АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Мамакан», в состав которого входят АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Мамакан, ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками.

Оставшийся перечень мероприятий, необходимых для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений (в соответствии с Приказом Минэнерго России от 28 ноября 2017 года № 1125):

– строительство и ввод в работу ОРУ-220 кВ на ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро с переводом ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на номинальное напряжение 220 кВ.

С 2021 года прогнозируется увеличение энергопотребления крупными золотодобывающими предприятиями на 443 898 МВт*час (утвержденные технические условия (ТУ) на технологическое присоединение (ТП) ПАО «Высочайший» №2691 и № Б-09/494, ООО «Красный» №152 от 16 ноября 2017 года, ООО «Друза» № 77/18-ТП-М2, ООО «СЛ Золото» № 2108-19, АО «Полюс Вернинское», ООО «СУЗРК» № 2087-19), связанное с увеличением максимальной мощности энергопринимающих устройств в соответствии с утвержденными техническими условиями на присоединение 28 ноября 2019 года № 2108-19.

Выполнение мероприятий ТУ, выданных ПАО «ФСК ЕЭС», позволит увеличить потребляемую мощность существующих и перспективных потребителей.

Мероприятия по усилению сети предусмотрены в СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы. Выполнение мероприятий по электросетевому строительству/ реконструкции в 2020 году предполагают:

– перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро.

Выполнение мероприятий по электросетевому строительству/ реконструкции в 2021 году предполагают:

– строительство линейной ячейки 110 кВ в ОРУ ПС 110 кВ Артёмовская для подключения ВЛ 110 кВ Артемовская-Красный;

– строительство линейной ячейки 110кВ в ОРУ РП 110 кВ Полюс для подключения ВЛ 110 кВ Полюс-Высочайший;

– реконструкцию ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1 с заменой провода.

В связи с началом разработки новых месторождений рудного золота «Чертово Корыто» и «Сухой Лог», потребуется значительное увеличение максимальной мощности Бодайбинского энергорайона. Потребности ГОКов составляют 32 МВт и 229 МВт соответственно. Для ТП ООО «СЛ Золото» (Сухой Лог), в соответствии с утвержденными ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» ведется разработка технического задания (ТЗ) на проектирование.

Также на основании письма Министерства от 5 февраля 2020 года №02-58-1133/20 «О предоставлении информации в план действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций (ЧС)» имеется информация по наиболее опасным и вероятным сценариям развития ЧС в системе электроэнергетики АО «Мамаканская ГЭС» (далее – АО «МГЭС).

Согласно письму и выписке из плана действий по предупреждению и ликвидации ЧС природного и техногенного характера на гидротехнических сооружениях АО «МГЭС» был выполнен вероятностный анализ факторов, которые могут обусловливать возникновение и развитие различных сценариев аварий и схем их развития.

Мамаканская ГЭС расположена в Бодайбинском районе Иркутской области, на р. Мамакан в 1,2 км от устья и предназначена для выработки электрической энергии в систему энергоснабжения Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов Иркутской области. Для обеспечения большей надежности электроснабжения потребителей Бодайбинского района в 80-е годы прошлого столетия местная энергосистема 110 кВ была подключена к сетям энергосистемы Сибири линией напряжением 220 кВ, входящей в Единую энергосистему страны.

Напорный фронт формируется бетонной плотиной, имеющее приплотинное здание машинного зала и служебного корпуса АО «МГЭС». Бетонная плотина формирует напорный фронт между верхним бьефом водохранилища и нижнем бьефом р. Мамакан. Разрушение плотины в напорной части, подъём уровня воды в нижнем бьефе, может вызвать чрезвычайную ситуацию с затоплением помещений ГТС нижнего бьефа. Кроме того, авария на плотине вызовет прекращение выработки электроэнергии, что приведет к ограничению потребителей.

Пропускная способность здания ГЭС входит в общую пропускную способность гидроузла. В связи с этим, выход из строя здания ГЭС повлияет на общую пропускную способность гидроузла и приведет к созданию условий для возникновения аварии на основной напорной бетонной плотине. Особенностью конструкции здании ГЭС является то, что пол монтажной площадки и машинного зала расположен на отм. 239,1 м, что на 6,7 м ниже уровня нижнего бьефа, при прохождении паводка 0,5% обеспеченности и на 2,1 м ниже уровня нижнего бьефа, при прохождении паводка 2% обеспеченности. Следовательно при подъеме уровня воды в реках Витим и Мамакан, также создастся напорный фронт со стороны нижнего бьефа. От высоких уровней нижнего бьефа здание ГЭС защищено герметичными воротами, закрывающимися при повешении уровня воды. Не закрытие ворот во время паводка приведет к затоплению

станции, прекращению выработки электроэнергии, выходу из строя всего электротехнического оборудования, что также приведет к ограничению потребителей. Повреждения на остальных ГТС гидроузла не приводят к возникновению аварийных ситуаций на ГТС или возникновению ЧС.

Кроме Бодайбинского энергорайона риски нарушения электроснабжения в той или иной степени имеются практически во всех других энергорайонах области.

2.1.3. Наличие ограничений по выдаче мощности существующих и вновь вводимых электростанций, связанных с недостаточной пропускной способностью электрических сетей

Ограничения выдачи мощности существующих электростанций в Иркутской области касаются только Усть-Илимской ГЭС. В контролируемом сечении (КС) «Выдача мощности Усть-Илимской ГЭС» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены по условию сохранения динамической устойчивости генераторов Усть-Илимской ГЭС.

2.1.4. Энергоузлы с выходом параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, возникающих при нормативном возмущении в нормальной и ремонтных схемах электрической сети в зимний или летний период, и перечень мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений

2.1.4.1. Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун ограничен ПС 500 кВ Тайшет и ПС 500 кВ Тулун ОАО «ИЭСК». Энергорайон включает в себя электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет;
- выключатель ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет;
- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;
- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун.

Основными потребителями являются ОАО «РЖД», ООО «Транснефть-Восток» и бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 163 тыс. человек.

На данном транзите наблюдается проблема с перегрузкой оборудования и снижением напряжения, а также недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ Тайшет – Тулун.

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, либо ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, либо ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук, либо ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук в нормальной схеме в зимний период максимальных нагрузок при максимальной нагрузке транзита 235,6 МВт (16.03.2018 14-06 мск) и перетока мощности в КС Братск – Красноярск при направлении на восток величиной 2000 МВт при фактической в момент максимума нагрузки температуре +2°С.

При отключении ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме имеет место токовая перегрузка:

- провода ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на участке от ПС 500 кВ Тайшет до отпайки на ПС 110 кВ Облепиха на 11 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 872 А);
- ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 54 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А), на ПС 110 кВ Замзор на 21 % (759 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А);
- разъединителей (шинного ШР-1-110 Замзор, линейного, обходного в случае работы присоединения через обходной выключатель) разъединители (3 штуки) ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 61 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А);
- выключателя, разъединителя, ВЧ заградителя, трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 110 кВ Замзор на 27 % (759 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А).

При отключении ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками в нормальной схеме имеет место токовая перегрузка:

- провода ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на участке от ПС 500 кВ Тайшет до отпайки на ПС 110 кВ Облепиха на 6 % (924 А при АДТН (равен ДДТН) 872 А);
- ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на 48 % (924 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А);
- трансформатора тока секционного выключателя на ПС 110 кВ Силикатная на 26 % (751 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А), секционного выключателя ПС 110 кВ Силикатная на 20 % (751 А при АДТН (равен ДДТН) 630 А),
- разъединителей (шинного ШР-1-110 (ШР-2-110) Силикатная, линейного, обходного в случае работы присоединения через обходной выключатель) на ПС 500 кВ Тайшет на 54% (924 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А);
- ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок и ПС Замзор на 10 % (685 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А);
- выключателя, разъединителя, ВЧЗ, трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок на ПС Замзор на 15 % (685 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А).

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК», перегрузка указанного оборудования не допускается. Фактический случай превышения АДТН ЛЭП

был зафиксирован 4 февраля 2017 года, отключалась ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, вследствие чего в период с 09-57 до 13-03 токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками неоднократно превышала длительно допустимую токовую нагрузку 600 А, максимальное значение токовой нагрузки составляло 720 А. Для устранения перегруза выполнялись мероприятия по повышению напряжения в прилегающей сети, делению транзита, осуществлялся ввод ГВО на величину 2,7 МВт (Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 4 февраля 2017 года).

В качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

- отключение МВ-110 Тулюшка и МВ-110 Куйтун на ПС 500 кВ Тулун;
- отключение ВВ-110 Ново-Зиминская «А» и ВВ-110 Ново-Зиминская «Б» на Ново-Зиминской ТЭЦ и загрузка до располагаемой мощности 260 МВт Ново-Зиминской ТЭЦ;
- размыкание транзита 110 кВ Тайшет – Тулун на ПС 110 кВ Нижнеудинск путем выполнения перефиксации В-110 кВ Шеберта со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск; перефиксации В-110 кВ ВРЗ с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск; перефиксации трансформатора 3Т с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск; перефиксации трансформатора 2Т со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск; отключения ШСВ-110 на ПС 110 кВ Нижнеудинск.

С учетом применения указанных схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования в определенных СРС сохраняется. Для исключения указанной перегрузки требуется ввод ГАО в объеме до 134 МВт с учетом 1-го мероприятия, 95 МВт с учетом 2-го мероприятия, 10 МВт с учетом 3-го мероприятия.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является замена оборудования на ПС 500 кВ Тайшет:

- в ячейке ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками: ошиновки марки АС-185/29, разъединителей, на оборудование с ДДТН более 669 А при +2°С;
- в ячейке ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха ошиновки марки АС-185/29, разъединителей, на оборудование с ДДТН более 674 А при +2°С».

2.1.4.2. Недостаточная пропускная способность АТ-2 ПС 500 кВ Тулун

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией (СРС), приводящей к нарушению допустимых параметров режима, является вывод в ремонт АТ-1 ПС 500 кВ Тулун в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С. В данной СРС имеет место токовая перегрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун на 34 % (767 А при номинальном токе 573 А, для АТ-2 в

соответствии с данными ОАО «ИЭСК» коэффициенты перегрузки в зависимости от температуры окружающей среды не применяются). В период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +2°С при отключении АТ-1 (АТ-2) имеет место токовая перегрузка оставшегося в работе АТ 31 % (750 А при номинальном токе 573 А) и 26 % (735 А при номинальном токе 585 А).

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

Схемно-режимное мероприятие (СРМ) №1:

– на ПС 500 кВ Тулун отключить выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками;

– на ПС 500 кВ Тулун отключить выключатель ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун.

После выполнения СРМ №1 токовая перегрузка составляет на АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун 22 % (697 А при номинальном токе 573 А, перегрузка АТ выше номинального тока не допускается); на АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун 17 % (685 А при номинальном токе 585 А, для АТ-1 коэффициент круглосуточной перегрузки равен 112,9 % при +2°С).

Схемно-режимное мероприятие (СРМ) №2:

– отключение ВВ-110 Ново-Зиминская «А» и ВВ-110 Ново-Зиминская «Б» на Ново-Зиминской ТЭЦ.

После выполнения СРМ №2 токовая перегрузка составляет на АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун 6 % (605 А при номинальном токе 573 А, перегрузка АТ выше номинального тока не допускается); на АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун 2 %, что допустимо (595 А при номинальном токе 585 А, для АТ-1 коэффициент круглосуточной перегрузки равен 112,9 % при +2°С).

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт. Мероприятиями, направленными на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима в указанной СРС, являются:

– установка третьего АТ на ПС 500 кВ Тулун (предусмотрен СиПР ЕЭС на 2020-2026 в соответствии с ТУ на ТП).

– замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун на АТ с номинальным током не менее 605 А при +2°С.

Указанные мероприятия являются альтернативными друг другу. Соответственно, если будет откладываться установка третьего АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун (при отказе заявителя по ТУ на ТП), то необходимо выполнение мероприятия по замене АТ-2.

2.1.4.3. Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет

ПС 500 кВ Тайшет принадлежит филиалу ОАО «ИЭСК» Западные электрические сети. На ПС установлено два АТ 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый. Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет включает в себя электросетевые объекты ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК», ПС 110 кВ ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;
- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;
- выключатель ВЛ 110 кВ Опорная – Турма на ПС 220 кВ Опорная;
- выключатель ВЛ 110 кВ МПС – Опорная с отпайками на ПС 220 кВ Опорная;
- выключатель 110 кВ ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41), ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Нагорная с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-42);
- выключатель 110 кВ ВЛ 110 кВ Шарбыш тяговая – Ключи тяговая (С-58), ВЛ 110 кВ Решоты – Тайшет-Запад (С-61).

Основными потребителями ПС 500 кВ Тайшет на напряжении 35 кВ являются ООО «Транснефть-Восток» и бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: промышленная и коммунально-бытовая. По стороне 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет питает транзиты 110 кВ Тайшет – Тулун, Тайшет – Опорная, Тайшет – Шарбыш тяговая, Тайшет – Саянская тяговая.

Схемно-режимной ситуацией, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является отключение 2 АТ (1 АТ) ПС 500 кВ Тайшет в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С. В данной СРС имеет место токовая перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет на 85 % (532 А при номинальном токе 288,7 А, коэффициент круглосуточной перегрузки при -33°С равен 120 %).

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. На ПС 110 кВ Замзор отключить В-110 вв Водопад.
2. При направлении перетока мощности от шин 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет:
   - на ПС 500 кВ Тайшет отключить ЭВ-110 Восточная;
   - на ПС 500 кВ Тайшет отключить МВ-110 Новочунка;
   - на ПС 500 кВ Тайшет отключить ЭВ-110 С-43;
   - на ПС 500 кВ Тайшет отключить ЭВ-110 С-46.
3. При напряжении на ПС 110 кВ Шарбыш тяговая выше 110 кВ отключить СВ-110 кВ на ПС 110 кВ Бирюса с переводом нагрузки с Т-1 на Т-2.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет составляет 43 % (411 А при номинальном токе 288,7 А, коэффициент круглосуточной перегрузки при -33°С равен 120 %). В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 70 МВт на ПС 500 кВ Тайшет и ПС 110 кВ Бирюса.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является:

- установка 3 АТ на ПС 500 кВ Тайшет (предусмотрен СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы в соответствии с ТУ на ТП).

2.1.4.4. Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ -33°С. В расчетах учтено включение БСК на ПС 220 кВ Лена действием АОСН.

В данной СРС имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24 на 4 % (694 А при ДДТН=АДТН 671 А при -30°С), выключателя и трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха на 16 % (694 А при ДДТН=АДТН 600 А), секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая на 16 % (694 А при ДДТН=АДТН 600 А), трансформатора тока ячейки
ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая, разъединителей СР-1-110, СР-2-110 и ШР-110 II СШ ПС 110 кВ Хребтовая на 11% (694 А при ДДТН=АДТН 630 А).

Ограничивающими элементами являются:

- провод участка ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24;
- выключатель ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха;
- трансформатор тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха и на ПС 110 кВ Хребтовая;
- секционный выключатель на ПС 110 кВ Хребтовая;
- разъединители СР-1-110, СР-2-110 и ШР-110 II СШ ПС 110 кВ Хребтовая.

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК» и Восточно-Сибирской железной дороги филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго, перегрузка указанного оборудования не допускается. В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, отсутствуют.

Деление транзита 110 кВ на время ремонта одного из АТ на ПС 220 кВ Лена не может быть реализовано ввиду наличия потребителя первой категории, получающего питание от ПС 220 кВ Лена, т.к. при аварийном отключении оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Лена произойдет погашение нагрузки потребителя. В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО на величину до 15 МВт на ПС 110 кВ транзита Коршуниха – Лена.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является применение ПА на ПС 220 кВ Коршуниха (АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая с УВ на ОН).

2.1.4.5. Энергоузел ПС 110 кВ Усть-Орда

Энергорайон ограничен следующими сетевыми элементами:

- ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А);
- ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б);
- ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная;
- ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная;
- ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Черемхово.

Объекты электрогенерации в энергорайоне отсутствуют.

Ввиду того, что существенного изменения режимно-балансовой ситуации в остальные годы расчетного периода (2023-2025 годов) в энергорайоне ВЭР не прогнозируется, расчеты выполнялись на периоды 2021 - 2022 года (в 2021 и 2022 году планируются к установке БСК на ПС 110 кВ Оса и ПС 110 кВ Новая Уда соответственно). Выводы по результатам расчетов на этапе 2021 и 2022 годов справедливы для остальных расчетных периодов.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I (II) цепь.

При расчетах электрических режимов максимальное потребление энергорайона ВЭС в зимний период составляет 384,7 МВт (согласно информации Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2021 года, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I(II) цепь с отпайками в период ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск в зимний период максимальных нагрузок 2021 года (при температуре ОЗМ -32°С). При этом в данной схеме включен выключатель В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик. В данной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- ошиновок на ПС 110 кВ Усть-Орда на 45,3% (722 А при АДТН 497 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Усть-Орда на 20,3% (722 А при АДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Урик на 31,1% (787 А при АДТН 600 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Урик на 24,9% (787 А при АДТН 630 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 14,6% (722 А при АДТН 630 А);
- разъединителей на ПС 110 кВ Усть-Орда на 14,6 % (722 А при АДТН 630 А);
- ошиновки на ПС 110 кВ Урик на 16% (787 А при АДТН 678 А).

Другой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2021 года, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово –

Свирск I цепь с отпайками в период ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск в зимний период максимальных нагрузок (при температуре ОЗМ -32°С). В указанной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- ошиновок на ПС 110 кВ Усть-Орда на 45 % (721 А при АДТН 497 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Усть-Орда на 20,2 % (721 А при АДТН 600 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Урик на 20,4% (759 А при АДТН 630 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 18,3% (745 А при АДТН 630 А);
- разъединителей на ПС 110 кВ Усть-Орда на 14,4 % (721 А при АДТН 630 А).

Еще одной схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(I) цепь с отпайкой на ПС Оёк в период ремонта ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк. В указанной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- ВЧЗ на Иркутской ТЭЦ-10 на 35% (810 А при АДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Оса и ПС 220 кВ Черемхово на 4,5 % (627 А при АДТН 600 А);
- провод ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск на 63% (810 А при АДТН 497 А);
- провод отпайки на ПС 110 кВ Никольск от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А на 63% (810 А при АДТН 497 А);
- разъединителей на ПС 110 кВ Усть-Орда на 28,5% (810 А при АДТН 630 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 35% (810 А при АДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Усть-Орда на 35% (810 А при АДТН 600 А).

Однако при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(I) цепь с отпайкой на ПС Оёк в период ремонта ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк сработает АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск с действием на отключение нагрузки потребителей (В 110 Т-1, Т-2, В-110 Электрокотельная А, Б), тем самым снизив токовую загрузку ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А), ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Черемхово ниже ДДТН указанных ВЛ.

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2022 года, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками в период ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск в зимний период максимальных нагрузок (при температуре ОЗМ -32°С). В указанной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

– ошиновок на ПС 110 кВ Усть-Орда на 49,9 % (745 А при АДТН 497 А);

– трансформаторов тока на ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Усть-Орда на 24,2 % (745 А при АДТН 600 А);

– ВЧЗ на ПС 110 кВ Урик на 18,3% (745 А при АДТН 630 А);

– ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 18,3% (745 А при АДТН 630 А).

Другой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(I) цепь с отпайкой на ПС Оёк период ремонта ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк. В указанной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току ВЧЗ на Иркутской ТЭЦ-10 на 13,3% (680 А при АДТН 600 А).

Однако при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(I) цепь с отпайкой на ПС Оёк в период ремонта ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк сработает АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск с действием на отключение нагрузки потребителей (В 110 Т-1, Т-2, В-110 Электрокотельная А, Б), тем самым снизив токовую загрузку ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А), ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Черемхово ниже ДДТН указанных ВЛ.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для исключения перегрузки оборудования необходим ввод ГАО в энергорайоне ВЭС в объёме 66 МВт в 2021 году и 64 МВт в 2022 году.

В качестве мероприятия, направленного на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО, предлагается установка устройств ПА: АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик в 2020 году. В качестве управляющих воздействий ПА следует принять отключение нагрузки потребителей энергорайона ВЭР.

2.1.4.6. Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка

Энергорайон ограничен следующими сетевыми элементами:

– ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг;

– ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха;

– АТ-1 ПС 220 кВ Слюдянка;

– АТ-2 ПС 220 кВ Слюдянка.

Объекты электрогенерации в энергорайоне отсутствуют.

Максимальное потребление энергорайона в период летних максимальных нагрузок составляет 173 МВт (по информации Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ) при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С.

2.1.4.7. Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная

Расчеты выполнялись на период 2021 и 2022 года (в 2022 году ожидается увеличение нагрузки на ПС 220 кВ Слюдянка по ТУ на ТП (см. таблицу 3.10.1 Тома 2). С учетом коэффициента реализации для рассматриваемого периода летних максимальных нагрузок принятая в расчетах величина активной мощности по ТУ на ТП составила 20,75 МВт. Выводы по результатам расчетов на этапах 2021 и 2022 года справедливы для остальных расчетных периодов, т.к. в остальные года расчетного периода увеличения нагрузки в рассматриваемом энергорайоне не прогнозируется.

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2021 года, является совместный ремонт ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (или ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) в период ремонта АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка (в расчетах учтен тот факт, что при ремонте АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка отключаются также ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка)) в период летних максимальных нагрузок 2021 года. В указанных схемно-режимных ситуациях наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на 70,4 % (714 А при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на 18,1 % (495 А при ДДТН 419 А);
- разъединителей на ПС 220 кВ Шелехово на 19% (714 А при ДДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на 13,3% (714 А при ДДТН 630 А);
- выключателей на ПС 110 кВ Рассоха на 13,3% (714 А при ДДТН 630 А);
- ошиновки на ПС 110 кВ Рассоха (АС-120/19) на 70,4% (714 А, при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 61,8% (678 А при ДДТН 419 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на 7,6% (678 А при ДДТН 630 А);
- провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на 47,7% (619 А при ДДТН 419 А);
- ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг (М-120) на 61,8% (678 А при ДДТН 419 А);
- ошиновки на ПС 110 кВ Подкаменная (АС-185) на 10,9% (619 А при ДДТН 558 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Подкаменная на 3,1% (619 А при ДДТН 600 А);

- ошиновки 110 кВ АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка (АС-185/24) на 15,6% (645 А при ДДТН 558 А);

- АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка на 6,9% (645 А при ДДТН 603 А (учтена допустимая круглосуточная перегрузка);

- разъединителей 110 кВ АТ1, АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 7,5 % (645 А при ДДТН 600 А);

- выключателей 110 кВ АТ1, АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 2,4% и 7,5% соответственно (645 А при ДДТН 630 А и 600 А).

Для исключения недопустимой перегрузки ошиновки 110 кВ на ПС 220 кВ Слюдянка, АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка рассматривается ряд схемно-режимных мероприятий:

- разрыв транзита 110 кВ Шелехово – Слюдянка путем отключения выключателей ВЛ 110 кВ Андриановская – Слюдянка с отпайками и ВЛ 110 кВ Слюдянка – Подкаменная с отпайками на ПС 220 кВ Слюдянка;

- перевод РПН АТ-8, АТ-9 ПС 220 кВ Шелехово в положение «15» и «1» соответственно.

При этом наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на 82,1 % (763 А при ДДТН 419 А);

- провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на 24,6 % (522 А при ДДТН 419 А);

- разъединителей на ПС 220 кВ Шелехово на 27,2% (763 А при ДДТН 600 А);

- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на 21,1% (763 А при ДДТН 630 А);

- выключателей ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха на 21,1% (763 А при ДДТН 630 А);

- ошиновки на ПС 110 кВ Рассоха (АС-120/19) на 82,1% (763 А при ДДТН 419 А);

- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 87,1% (784 А при ДДТН 419 А);

- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на 24,4% (784 А при ДДТН 630 А);

- провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на 74,4% (731 А при ДДТН 419 А);

- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Подкаменная на 21,8% (731 А при ДДТН 600 А);

- ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг (М-120) на 87,1% (784 А при ДДТН 419 А);

- ошиновки на ПС 110 кВ Подкаменная (АС-185) на 31% (731 А при ДДТН 558 А).

Для исключения перегрузки оборудования необходим ввод ГАО в энергорайоне в объёме до 64 МВт.

В качестве мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО, предлагается:

– замена провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на провод с ДДТН не менее 492 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на провод с ДДТН не менее 742 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (АС-120/19) на провод с ДДТН не менее 714 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на провод с ДДТН не менее 656 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена разъединителей 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово на разъединители с ДДТН не менее 742 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена разъединителей 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово на разъединители с ДДТН не менее 714 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена выключателей ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха на выключатели с ДДТН не менее 742 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на трансформаторы тока с ДДТН не менее 742 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на трансформаторы тока с ДДТН не менее 714 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена ошиновки на ПС 110 кВ Рассоха на провод с ДДТН не менее 742 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг на провод с ДДТН не менее 714 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

– замена трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная на трансформаторы тока с ДДТН не менее 656 А при температуре окружающего воздуха +18°С (замена трансформатора тока на ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная необходима для обеспечения идентичности параметров трансформаторов тока и корректной работы РЗА);

– замена ошиновки на ПС 110 кВ Подкаменная на провод с ДДТН не менее 656 А при температуре окружающего воздуха +18°С.

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2022 года, является совместный ремонт ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (или ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) в период ремонта АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка (в расчетах учтен тот факт, что при ремонте АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка отключаются также ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка)) в период летних максимальных нагрузок 2021 года. В указанных схемно-режимных ситуациях наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

– провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на 81,1 % (759 А при ДДТН 419 А);

– провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на 28,6 % (539 А при ДДТН 419 А);

– разъединителей на ПС 220 кВ Шелехово на 26,5% (759 А при ДДТН 600 А);

– трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на 20,5% (759 А при ДДТН 630 А);

– выключателей на ПС 110 кВ Рассоха на 20,5% (759 А при ДДТН 630 А);

– ошиновки на ПС 110 кВ Рассоха (АС-120/19) на 81,1% (759 А, при ДДТН 419 А);

– провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 72,5% (723 А при ДДТН 419 А);

– трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на 14,8% (723 А при ДДТН 630 А);

– провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на 58,2 % (663 А при ДДТН 419 А);

– ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг (М-120) на 72,5% (723 А при ДДТН 419 А);

– ошиновки на ПС 110 кВ Подкаменная (АС-185) на 18,8% (663 А при ДДТН 558 А);

– трансформаторов тока на ПС 110 кВ Подкаменная на 10,5% (663 А при ДДТН 600 А);

– ошиновки 110 кВ АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка (АС-185/24) на 27,6 % (712 А при ДДТН 558 А);

– АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка на 18,1% (712 А при ДДТН 603 А (учтена допустимая круглосуточная перегрузка);

– разъединителей 110 кВ АТ1, АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 18,6 % (712 А при ДДТН 600 А);

– выключателей 110 кВ АТ1, АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 13% и 18,6 % соответственно (712 А при ДДТН 630 А и 600 А).

Для исключения недопустимой перегрузки ошиновки 110 кВ на ПС 220 кВ Слюдянка, АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка рассматривается ряд схемно-режимных мероприятий:

– разрыв транзита 110 кВ Шелехово – Слюдянка путем отключения выключателей ВЛ 110 кВ Андриановская – Слюдянка с отпайками и ВЛ 110 кВ Слюдянка – Подкаменная с отпайками на ПС 220 кВ Слюдянка;

– перевод РПН АТ-8, АТ-9 ПС 220 кВ Шелехово в положение «15» и «1» соответственно.

При этом наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

– провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на 82,1% (763 А при ДДТН 419 А);

– провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на 24,6 % (522 А при ДДТН 419 А);

- разъединителей на ПС 220 кВ Шелехово на 27,2% (763 А при ДДТН 600 А);

- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на 21,1% (763 А при ДДТН 630 А);

- выключателей ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха на 21,1% (763 А при ДДТН 630 А);

- ошиновки на ПС 110 кВ Рассоха (АС-120/19) на 82,1% (763 А при ДДТН 419 А);

- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 87,1% (784 А при ДДТН 419 А);

- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на 24,4% (784 А при ДДТН 630 А);

- провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на 74,4% (731 А при ДДТН 419 А);

- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Подкаменная на 21,8% (731 А при ДДТН 600 А);

- ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг (М-120) на 87,1% (784 А при ДДТН 419 А);

- ошиновки на ПС 110 кВ Подкаменная (АС-185) на 31% (731 А при ДДТН 558 А).

Для исключения перегрузки оборудования необходим ввод ГАО в энергорайоне в объёме до 64 МВт.

В качестве мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО, предлагаются тот же перечень мероприятий, что и на этапе 2021 года.

2.1.4.8. Транзит 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Таксимо – Усть-Кут

Энергорайон ограничен следующими сетевыми элементами:

- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1;
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2;
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная;
- ВЛ 220 кВ Якурим – Ния.

На территории энергорайона расположены объекты ООО «Транснефть-Восток», АО «Витимэнерго», Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Забайкальское ПМЭС и др. Максимальное потребление энергорайона в период зимних максимальных нагрузок составляет 533 МВт (по информации Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ) при температуре ОЗМ -32°С.

2.1.4.9. Недостаточная пропускная способность ВЛ 220 кВ транзита. Этап 2021 года

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная); аварийное отключение ВЛ 220 кВ НПС-6

№ 2(1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) в период зимних максимальных нагрузок.

Далее все значения МДП в контролируемых сечениях указаны с учетом нерегулярных колебаний (далее - НК) активной мощности. Графические схемы послеаварийных режимов отсутствуют ввиду несходимости расчетного процесса в ПК RastrWin 3, а следовательно – отсутствия возможности отразить послеаварийный режим в графическом виде. Фактический переток активной мощности в послеаварийном режиме определен на основании режимно-балансовой ситуации доаварийного режима.

На этапе 2021 года переток активной мощности в контролируемом сечении (далее – КС) «Усть-Кут – НПС-6» составляет 207,4 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – НПС-6» составит 490 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, т.к. ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для исключения обесточения потребителей необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 235 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» составляет 182,2 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 №1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная) переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» составит 468 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, так как ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют. Для исключения обесточения потребителей необходим ввод ГАО объёмом 213 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «НПС-7 –НПС-9» составляет 154,2 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 II(I) цепь с отпайкой на ПС НПС-8 при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I(II) цепь с отпайкой на ПС НПС-8. МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I(II) цепь с отпайкой на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I(II) цепь с отпайкой на ПС НПС-8 в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная) переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 446 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I(II) цепь с отпайкой на ПС НПС-8, что приведет к обесточению всех потребителей транзита, т.к. ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для исключения обесточения потребителей необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 301 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «НПС-9 – Пеледуй» составляет 127,4 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1(2) на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная) переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 401 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, т.к. ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для исключения обесточения потребителей необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 256 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составляет 248,4 МВт (МДП составляет 382 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Якурим – Ния. МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 500 кВ Усть-Кут) составляет 682 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2 (или ВЛ 220 кВ Усть-

Кут – НПС-6 №1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 456 МВт, что превышает МДП в данном КС.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объёмом 74 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск» составляет 216 МВт (МДП составляет 314 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан. С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 423 МВт, что превышает МДП в данном КС.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 109 МВт.

2.1.4.10. Этап 2022 года

На этапе 2022 года наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 и № 2) в период летних максимальных нагрузок.

На этапе 2022 года переток активной мощности в контролируемом сечении «Усть-Кут – НПС-6» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 138 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «Усть-Кут – НПС-6» составит 368 МВт, что превышает МДП.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют. Ввод в работу ТЭЦ ЗНХ не влияет на схемно-режимную ситуацию, т.к. выдача мощности в сеть не предполагается.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объёмом 113 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 136 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 №1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 №1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» составит 366 МВт, что превышает МДП.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объёмом 111 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «НПС-7 –НПС-9» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 116 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 (ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы) с отпайкой на ПС НПС-8 при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы (ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 или АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 (ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы) в нормальной схеме. С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 346 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 или АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы на ПС 220 кВ НПС-9, что приведет к обесточению всех потребителей транзита, так как ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 201 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «НПС-9 – Пеледуй» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 89 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2) на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН

ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 319 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, т.к. ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 174 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» при ремонте ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) составляет 90 МВт (МДП составляет 382 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Якурим – Ния. МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 500 кВ Усть-Кут) составляет 682 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 и № 2 переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 369 МВт, что превышает МДП (без НК) в данном КС.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 4 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск» при ремонте ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) составляет 66 МВт (МДП составляет 314 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан. С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 345 МВт, что превышает МДП в данном КС.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 31 МВт.

2.1.4.11. Этап 2023 года

На этапе 2023 года наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим

– Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 и № 2) в период летних максимальных нагрузок.

На этапе 2023 года переток активной мощности в контролируемом сечении (далее – КС) «Усть-Кут – НПС-6» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 124 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «Усть-Кут – НПС-6» составит 371 МВт, что превышает МДП.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объёмом 116 МВт.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 114 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 №1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» составит 361 МВт, что превышает МДП.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объёмом 106 МВт.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «НПС-7 –НПС-9» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 103 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 (ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы) с отпайкой на ПС НПС-8 при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы (ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 или АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 (ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы) в нормальной схеме. С учетом наброса мощности

при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 350 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 или АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы на ПС 220 кВ НПС-9, что приведет к обесточению всех потребителей транзита, так как ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 205 МВт.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «НПС-9 – Пеледуй» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 80 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2) на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 327 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, так как ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 182 МВт.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» при ремонте ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) составляет 90 МВт (МДП составляет 382 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Якурим – Ния. МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 500 кВ Усть-Кут) составляет 682 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 и № 2 переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 363 МВт, что не превышает МДП в данном КС.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск» при ремонте ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) составляет 64 МВт (МДП составляет 314 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма при аварийном отключении

ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан. С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 337 МВт, что превышает МДП в данном КС.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 23 МВт.

На этапах 2024 и 2025 года объёмы ГАО и ГВО, необходимые для ввода параметров режима в область допустимых значений, возрастают в связи с ростом нагрузки на ПС 220 кВ Витим.

В качестве мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО и ГВО, предлагается установка устройств ПА в 2020 году:

- АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан на ПС 220 кВ Киренга (КУ-30);
- АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма на ПС 220 кВ Киренга (КК-31);

соответствующих Стандарту организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018. «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» и предполагающих наличие промежуточных ступеней, действующих на отключение нагрузки потребителей.

В проекте СиПР ЕЭС на 2020 – 2026 годы в качестве мероприятия, альтернативного планируемому масштабному сетевому строительству (строительство ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ), ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская, ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо с сооружением РУ 500 кВ на ПС 220 кВ Таксимо и установкой АТ-1 500/220 кВ мощностью 501 МВА) рассматривается возможность строительства ТЭС в Бодайбинском энергорайоне установленной мощностью не менее 483 МВт (при этом данное мероприятие отсутствует в планах каких-либо собственников). Минимальное количество энергоблоков ТЭС – три блока (в целях обеспечения осуществления плановых ремонтов единиц генерирующего оборудования, а также с учетом рисков аварийных отключений генерирующего оборудования).

2.1.5. Энергоузлы с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения)

2.1.5.1. Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) на ПС 500 кВ Тайшет;
- выключатель ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) на ПС 500 кВ Тайшет;

- выключатель ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая (С-55);

- выключатель ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая (С-56).

Энергорайон включает в себя электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

Наиболее сложной СРС, приводящими к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является двойная ремонтная схема: отключены 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). В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ). В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО на величину до 60 МВт на ПС 110 кВ транзита.

Мероприятиями, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является:

- установка БСК на ПС 110 кВ Юрты мощностью 58 Мвар;

- установка БСК мощностью 30 Мвар на ПС 110 кВ Тайшет-Запад.

2.1.5.2. Энергорайон Восточных электрических сетей. Снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ ВЭС ниже МДН

При расчетах электрических режимов максимальное потребление энергорайона ВЭС в зимний период составляет 384,7 МВт (согласно информации Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (со стороны ПС 220 кВ Черемхово, при этом нагрузка 1Т ПС 110 кВ Свирск и 1Т ПС 110 кВ Карьерная находится на питании от ПС 110 кВ Оса) в зимний период максимальных нагрузок 2021 года (при температуре ОЗМ -32°С).

При выполнении расчетов на этап 2021 года учтен ввод в работу БСК 30 Мвар на ПС 110 кВ Оса.

В данной схемно-режимной ситуации наблюдается снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ энергорайона ВЭС ниже АДН 84,7 кВ – до 55,1 кВ (на ПС 110 кВ Оса). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений выполняются следующие режимные мероприятия:

- загрузка по реактивной мощности генерирующего оборудования Иркутской ТЭЦ-9, Иркутской ТЭЦ-10 Ново-Иркутской ТЭЦ;
- загрузка по реактивной мощности СК на ПС 500 кВ Иркутская.

После выполнения указанных режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ энергорайона ВЭС остается ниже МДН (88,6 кВ) и АДН (84,7 кВ) и составляет 56,1 кВ (на ПС 110 кВ Оса). В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объёме 20 МВт в энергорайоне ВЭС.

На этапе 2022 года параметры режима находятся в области допустимых значений (так как при выполнении расчетов учтен планируемый ввод в работу БСК на ПС 110 кВ Новая Уда).

В качестве мероприятия, направленного на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО в 2021, предлагается установить БСК 2х15 Мвар на ПС 110 кВ Новая Уда на этапе 2021 года (вместо 2022 года).

Таким образом, суммарная вновь вводимая мощность БСК составит 78 Мвар (БСК 2х12 Мвар на ПС 110 кВ Оса, БСК 2х15 Мвар на ПС 110 кВ Новая Уда и БСК 2х10 Мвар на ПС 110 кВ Свирск).

2.1.5.3. Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений является аварийное отключение 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) в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Рубахино до ПС 110 кВ Силикатная ниже аварийно допустимого значения (далее – АДН) 85,6 кВ. При этом режим не балансируется по причине недопустимого снижения напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Силикатная.

В качестве СРМ, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, предусмотрено одновременное выполнение следующих мероприятий:

- включение в работу ИРМ-1, ИРМ-2 на ПС 500 кВ Тулун;
- включение в работу ИРМ-2-110 на ПС 110 кВ Водопад;
- загрузка по реактивной мощности СК-2 на ПС 500 кВ Ново-Зиминская;
- загрузка по реактивной мощности Ново-Зиминской ТЭЦ.

После выполнения указанных СРМ напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Рубахино до ПС 110 кВ Силикатная остается ниже минимально допустимого значения (далее – МДН) 90,6 кВ и АДН 85,6 кВ. При этом режим не балансируется по причине недопустимого снижения напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Силикатная.

В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 20 МВт на ПС 110 кВ рассматриваемого транзита.

В качестве мероприятий, позволяющих обеспечить требуемые параметры электроэнергетического режима в рассматриваемой СРМ, предлагаются (мероприятия альтернативны друг другу):

- Установка БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск;
- Установка БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар на ПС 110 кВ Силикатная;
- Установка третьего АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун.
-

2.1.6. Необходимость замены оборудования на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности

Материалы (заключение о техническом состоянии и так далее), подтверждающие указанную проблематику, приведены в СиПР Иркутской области на 2020-2024 годы.

2.1.6.1. Братский ПП 500 кВ

Общее заключение о техническом состоянии реакторов на Братском ПП 500 кВ, Р-1 фаза А №1165710, Р-1 фаза В №1165711, Р-1 фаза С №1181642 говорит следующее: имеются дефекты термического характера, основной газ ЭТИЛЕН превышающий в 5 и более раз, происходит нагрев масла и бумажно-масляной изоляции. Выполняются условия прогнозирования «разряда» CH2/C2H4>0,1; CH4/H2<0,5. Температура в зоне нагрева 626°С. CO<0,05% свидетельствует о перегреве масла.

Предполагаемые дефекты-перегревы токоведущих соединений, нагрев и выгорание контактов, ослабление и нагрев места крепления электростатического экрана, ослабление и нагрев контактных соединений. Скорость нарастания газов в масле с превышением у всех фаз ПДК Р-1 активно началась с 2015 года. Дефект на ранней стадии можно обнаружить, как показывает практика, только хроматографическим анализом. Значения высоковольтных испытаний на данный момент находятся в пределах нормы. Дегазация масла снижает концентрацию газов в масле до нормы кратковременно (от 3 до 5 месяцев), а потом показания газов вновь выходят за пределы ПДК, что говорит о стабильном развитии внутреннего дефекта.

У реактора Р-2 фаза А №1187504 после дегазации масла концентрации газов в норме, но скорость нарастания газов C2H4 уже на пределе превышения. Предполагаемые дефекты термического характера, основной газ ЭТИЛЕН превышающий в 5 раз, происходит нагрев масла и бумажно-масляной изоляции. Значения высоковольтных испытаний на данный момент находятся в пределах нормы. Происходит процесс разрушения твердой изоляции. У фазы В №1117639 не получается убрать до минимальных концентраций превышения этилена в том числе с помощью дегазации. И также до дегазации основной газ ЭТИЛЕН превышает в 5 раз и имеются сопутствующие газы CO, CH4, CO2, C2H6. Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции. Происходит процесс разрушения твердой изоляции.

На основании вышеизложенного на Братском ПП 500 кВ необходима замена Р-1 и Р-2 500 кВ.

2.1.6.2. ПС 500 кВ Иркутская

В настоящее время на ПС Иркутская находится в эксплуатации три типа групп однофазных автотрансформаторов 500 кВ:

- АТ-8 – 3х АОДЦТН-267000-500/220-У1;
- АТ-9 – 3х АОДЦТГ-250000-500;
- АТ-10 – 3х АОРТДЦТН-250000-500/220-УХЛ1.

Группа автотрансформаторов АТ-8 обновилась в период 1991 года. Группа АТ-10 была заменена на новые автотрансформаторы в период 2011-2014 годов. При замене АТ, в связи с отсутствием РПН и ПБВ на оставшихся в работе АТ, не предусматривалась возможность использования РПН для регулировки напряжения. Фактически управление РПН выполнено от кнопки местного управления шкафа РПН АТ.

Группа автотрансформаторов АТ-9 была укомплектована из оставшихся самых лучших по характеристикам автотрансформаторов (в том числе демонтированных с АТ-8, АТ-10). Последняя замена была произведена в 2008 году, когда АТ фазы «С» был забракован по результатам хромотографического анализа масла и заменен на резервный оставшийся после замены АТ-8.

На сегодняшний день группа автотрансформаторов АТ-9 укомплектована:

- АТ-9 фаза «А», АТ зав.№ 36938, 1962 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию, (54 года эксплуатации) изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1998 году. Начиная с 2005 года периодически в период летних температурных максимумов, происходит превышение концентрации в масле газов CO и CO2, что свидетельствует о старении изоляции, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.

- АТ-9 фаза «В», АТ зав.№ 36937, 1962 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию (54 года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1981 году. Начиная с 2000 года периодически происходит превышение концентрации в масле газов CO2, а с 2005 года также наблюдается превышение концентрации в масле газов CO, что свидетельствует о перегревах твёрдой изоляции и ускоренном старении изоляции АТ, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.

- АТ-9 фаза «С», АТ заводской № 36939, 1963 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию (54 года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 2005 году. После проведённого капитального ремонта (до ремонта наблюдалось превышение концентрации в масле газов CO2) и поддержанию по возможности температурных режимов масла в пределах 30-350, замечаний по работе АТ на данный момент нет.

На основании вышеизложенного и в соответствии с РД 34.46.501. «Инструкции по эксплуатации трансформаторов» не допускается перегрузка АТ-9. В нормальной схеме АТ-9, АТ-8 и АТ-10 на ПС 500 кВ Иркутская работают параллельно. В связи с отсутствием РПН и ПБВ на АТ-9, недопустимо использование существующих РПН и ПБВ на АТ-8 и АТ-10 для регулировки напряжения на шинах 220 кВ. Для повышения надёжной работы ПС 500 кВ Иркутская и возможности задействования РПН для регулировки напряжения на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Иркутская в автоматическом режиме, что требуют «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937, необходимо выполнить замену АТ-9 и создание системы автоматики управления РПН АТ-8,9,10.

ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

3.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области

Иркутская область является регионом с большим природным энергетическим потенциалом и самой низкой стоимостью электроэнергии в стране. В регионе имеются большие запасы углеводородов и угля, а также большие возможности для развития гидроэнергетики, которая является основным источником генерации электроэнергии. Все это обуславливает привлекательные условия ведения бизнеса в регионе.

В настоящее время на территории Иркутской области существуют избыточные мощности для организации поставок электрической и тепловой энергии. Связано это как правило с внедрением энергосберегающих технологий на крупных производственных предприятиях, и с закрытием неэффективных промышленных производств. В результате образовался запас мощностей на существующих электростанциях, как по электрической, так и по тепловой энергии, что сделало Иркутскую область энергоизбыточным регионом.

В то же время, несмотря на избыток мощностей в целом, в пределах Иркутской области существуют районы, где наблюдаются проблемы с энергообеспечением (например, Бодайбинский район).

Обладая уникальными запасами углеводородов, Иркутская область по уровню использования газа в топливно-энергетическом балансе уступает субъектам европейской части Российской Федерации. Этот факт в свою очередь не позволяет снизить негативное воздействие существующими объектами энергетики на окружающую среду. Однако, при существующем объеме добычи угля и количестве трудовых ресурсов, вовлеченных в угольную отрасль, перевод тепловых котельных на газ может нести негативные социальные и экономические последствия.

Активное проведение энергосберегающей политики позволит повысить технический уровень энергетического комплекса Иркутской области и осуществить модернизацию не только объектов электроэнергетики и топливно-энергетического комплекса в целом, но и действующих производств, а также, при сохранении комфортных условий у конечных потребителей, снизить финансовую нагрузку, связанную с энергоресурсопотреблением, на бюджеты всех уровней.

Модернизация и повышение энергоэффективности экономики Иркутской области являются основными механизмами для снижения электро- и энергоемкости внутреннего валового продукта.

Стратегические цели развития электроэнергетики Иркутской области включают:

– обеспечение энергетической безопасности региона;

– удовлетворение потребностей экономики и населения региона в электрической энергии (мощности);

– обеспечение надежности работы системы электроснабжения региона;

– обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой эффективности производства, транспортировки, распределения и использования электроэнергии;

– внедрения интеллектуальных систем управления на базе цифровых технологий;

– построение цифровой CIM-модели по единому отраслевому стандарту для информационного взаимодействие со всеми контрагентами;

– создание общедоступной, надежной, прозрачной и проверяемой интеллектуальной системы коммерческого учета электрической энергии.

Для развития электроэнергетики необходимо решение следующих основных задач:

– обеспечение широкого внедрения новых высокоэффективных технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии и, тем самым, построение электроэнергетики на качественно новом технологическом уровне;

– создание эффективной системы управления функционированием и развитием энергосистемы и электроэнергетики региона в целом, обеспечивающей минимизацию затрат;

– обеспечение эффективной политики органов власти в электроэнергетике;

– диверсификация ресурсной базы электроэнергетики путем увеличения доли газа в производстве электроэнергии на ТЭС, расширения использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии;

– сбалансированное развитие генерирующих мощностей и электрических сетей, обеспечивающих требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей;

– развитие малой энергетики в зоне децентрализованного энергоснабжения за счет более эффективного использования местных энергоресурсов и сокращения объемов потребления завозимых светлых нефтепродуктов;

– разработка и реализация механизма сдерживания цен за счет технологического инновационного развития отрасли, снижения затрат на строительство генерирующих и сетевых объектов;

– снижение негативного воздействия энергетики на окружающую среду.

Прирост спроса на электрическую энергию до 2025 года, прогнозируется на основании ввода новых крупных потребителей, модернизации и реконструкции действующих производств.

Значительное увеличение потребления электроэнергии связано с:

– реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению, в том числе на территории Иркутской области, Транссибирской (далее — Транссиб) и Байкало-Амурской (далее — БАМ) железнодорожных магистралей;

– ввода в эксплуатацию Тайшетского алюминиевого завода;

– строительством в г.Усть-Илимске целлюлозно-картонного комбината;

– строительством электрометаллургического завода (АО «СЭМЗ»),

– развитие существующих золотодобывающих предприятий (ПАО «Высочайший», ООО «Красный», ООО «Друза», ООО «СЛ Золото», АО «Полюс Вернинское»), а также освоение новых перспективных месторождений золота, в том числе крупнейшего месторождения золотосодержащих руд «Сухой Лог» и «Чертово Корыто»;

– на Братском заводе ферросплавов продолжится модернизация производства и тд.

В рамках завершения программы расширения до проектного уровня пропускной способности трубопроводной системы ВСТО на участке от головной НПС «Тайшет» до НПС «Сковородино» на территории Иркутской области в предстоящий период будут построены новые НПС. Дополнительная потребность в электрической энергии будет формироваться за счет строительства жилых комплексов, в первую очередь в г. Иркутске, Иркутском, Ангарском и Шелеховском районах.

3.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности на пятилетний период по каждому году прогнозируемого периода

3.2.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по базовому варианту разработанной и утвержденной в текущем году СиПР ЕЭС России

Таблица 3.2.1. – Прогноз потребления электрической энергии и мощности

Наименование показателя	Единицы измерения	Год					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	56 073	58 201	61 083	63 257	65 903	65 988
Среднегодовые темпы прироста	%	1,1	3,8	5,0	3,6	4,2	0,1
Максимальная мощность	МВт	8 406	8 657	9 117	9 509	9 534	9 573
Среднегодовые темпы прироста	%	2,6	3,0	5,3	4,3	0,3	0,4

Таблица 3.2.2 Перспективные балансы электрической энергии энергосистемы Иркутской области, млн. кВт·ч

Показатели	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Электропотребление	56 073	58 201	61 083	63 257	65 903	65 988
Покрытие (производство электрической энергии), в т. ч.:	55 989	60 015	60 427	61 192	62 782	62 780
ГЭС, в т.ч.	41 990	46 360	46 360	46 360	46 360	46 360
ТЭС, в т.ч.	12 712	13 999	13 655	14 067	14 832	16 422
ВИЭ	0	0	0	0	0	0

Показатели	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Сальдо переток электрической энергии	84	-1 814	656	2 065	3 121	3 208

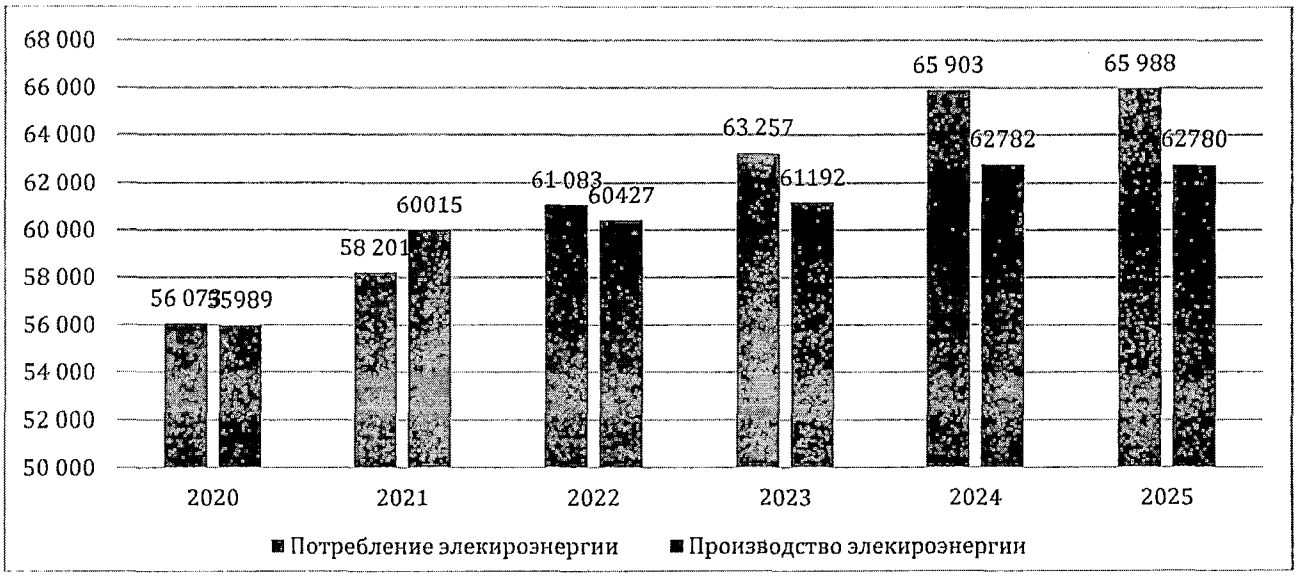


Рисунок 3.1. Прогноз производства и потребления электроэнергии

3.2.2. Крупные инвестиционные проекты на территории Иркутской области

Сформирован перечень крупных инвестиционных проектов, реализуемых на территории Иркутской области в период с 2020 по 2025 годы. Данный перечень с краткой информацией о инвестиционных и промышленных проектах, инициаторах и сроках реализации приведен в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3. – Крупные инвестиционные проекты, реализуемые на территории Иркутской области

№ п/п	Наименование проекта	Организация	Срок реализации	Наличие ТУ
1.	Модернизация производства АО «Группа «Илим» в Иркутской области	АО «Группа «Илим»	2016-2022 годы	Заявка на ТУ на ТП, (не выданы)
2.	Реконструкция и модернизация лесопиления на базе передовых технологий и современного оборудования, г. Братск	ООО «ДеКом»	2016-2023 годы	ТП выполнено
3.	Производство древесных гранул паллет (переработка отходов лесопиления), г. Усолье-Сибирское	ООО «Лайм»	2018-2024 годы.	–
4.	Полномасштабная разработка Верхнечонского месторождения, Катангский район, Иркутская область	ПАО «Верхнечонскнефтегаз»	2005-2050 годы	Автономное существующее электроснабжени

№ п/п	Наименование проекта	Организация	Срок реализации	Наличие ТУ
5.	Разработка и обустройство Ярактинского, Марковского и Даниловского нефтегазоконденсатных месторождений Усть-Кутский и Катангский районы	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2018-2023 годы	Автономное электроснабжение, Ярактинского НГКМ получены ТУ на ТП (ПС 220 кВ ЗНХ)
6.	Разработка Ичёдинского и Большетирского нефтяных месторождений, Усть-Кутский и Катангский районы	АО «ИНК-Запад»	2018-2023 годы	-
7.	Освоение запасов углеводородного сырья на Западно-Аянском газоконденсатном месторождении, Киренский район	ООО «ИНК-НефтеГазГеология»	2018-2023 годы	-
8.	Освоение запасов углеводородного сырья, Усть-Кутский и Катангский р-н районы	ООО «Тихоокеанский терминал»	2018-2023 годы	-
9.	Строительство завода газофракционирования в районе Толстого мыса г. Усть-Кута	ООО «ИНК»	2018-2044 годы	Есть ТУ на ТП, (ПС 220 кВ Полимер) в два этапа: 1 этап – 30 МВт – 2020 год, 2 этап – 150 МВт – 2023 год
10.	Строительство в Усть-Кутском районе завода полимеров производительностью 650 тыс. тонн полиэтилена в год	ООО «ИНК»	2018-2044 годы	
11.	Разработка Дулисьминского нефтегазового месторождения	ЗАО «НК Дулисьма»	2012-2022 годы	–
12.	Модернизация нефтехимического производства АО «АНХК»	АО «АНХК»	2008-2022 годы	ТП выполнено
13.	Создание производства гидроксида лития, г. Ангарск	АО «АЭХК»	2017-2022 годы	–
14.	Строительство Тайшетской Анодной фабрики, Тайшетский район	ОК «РУСАЛ»	2016-2023 годы	ТУ на ТП реализованы
15.	Строительство Тайшетского алюминиевого завода, Тайшетский р-н	ОК «РУСАЛ»	2007-2020 годы	Есть ТУ на ТП,.
16.	Промышленная разработка Зашихинского редкометалльного месторождения, Нижнеудинский р-н	ЗАО «Техноинвестальянс»	2012-2022 годы	Есть ТУ на ТП,.
17.	Освоение золоторудных месторождений Бодайбинского района Иркутской области	ПАО «Полюс»	2013-2020 годы	ТУ на ТП утверждены

№ п/п	Наименование проекта	Организация	Срок реализации	Наличие ТУ
18.	Строительство горно-обогатительного комбината «Угахан» золоторудных месторождениях «Верхний Угахан», строительство золотоизвлекательной фабрики на месторождении «Красное», Бодайбинский район	ПАО «Высочайший»	2014-2027 годы	ГОК «Угахан» ТУ реализованы ЗИФ «Красный» ТУ на ТП, утверждены
19.	Инвестиционная программа развития производственно-технической базы, Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация «Иркут», г. Иркутск.	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация «Иркут»	2016-2021 годы	Есть ТУ на ТП.
20.	Создание и развитие особой экономической зоны на территории муниципального образования Слюдянский район Иркутской области (участок Гора Соболиная)	АО «Особые экономические зоны»	2010-2055 годы.	Есть ТУ на ТП.
21.	Модернизация производства АО «Усолье-Сибирский химфармзавод», г. Усолье-Сибирское	АО «Усолье-Сибирский химфармзавод»	2017-2020 годы	–
22.	Завод по производству диабетических тест-полосок на основе инновационной технологии карбонового напыления в городе Иркутске	ООО «МедТехСервис»	2018-2025 годы	–
23.	Создание нового производства современных дорожных материалов и «дорожной химии» на основе сырья Иркутской области для всей территории Сибири и Дальнего Востока	ООО «Байкальский битумный терминал»	2017-2024 годы	–
24.	Строительство птицефермы по производству 2133 тонн мяса индейки в год в Ангарском районе	ООО «Индейка Приангарья»	2017-2022 годы	–
25.	Создание единого технологического фармацевтического комплекса по производству фарм. субстанций и готовых лекарственных средств в г. Усолье-Сибирское	ООО «Фармасинтез-Хеми»	2018-2030 годы	–
26.	Создание комплекса производств глубокой переработки древесины	ООО ПК «МДФ»	2018-2027 годы	Есть ТУ на ТП,
27.	Создание и эксплуатации здания радиологического корпуса Восточно-Сибирского онкологического центра в г. Иркутске	Правительство ИО совместно с АО «Русатом Хэлскеа»	2018-2033 годы	Есть ТУ на ТП,

№ п/п	Наименование проекта	Организация	Срок реализации	Наличие ТУ
28.	Строительство мини завода по производству стальной арматуры	ООО «Усольский металл.завод»	2019-2021 годы	-
29.	Организация предприятия по круглогодичному выращиванию овощей в защищенном грунте	ООО ТК «Саянский»	2019-2022 годы	Есть ТУ на Тп от 12.12.2018г.
30.	Создание инновационного научно-технологического центра «Байкальская биотехнологическая долина» Иркутский район	ООО «Ангара-Интермед»	2019-2027 годы	-
31.	Производство строительных металлических конструкций с нанесением покрытий	ООО «ЧЗМК»	2019-2021 годы	
32.	Строительство завода по производству высококачественного гранулированного чугуна	ООО «УМК»	2019-2023 годы	

Таблица 3.2.4. – Крупные промышленные проекты, планируемые к реализации на территории Иркутской области

№ п/п	Наименование проекта	Организация	Срок реализации	Наличие ТУ
1.	Строительство участка газопровода Ковыкта-Чаянда, освоение Ковыктинского газоконденсатного месторождения	ПАО «Газпром»	2019-2024 годы	Автономное существующее электроснабжение
2.	Строительство установки по производству моноэтиленгликоля производительностью 600 тыс. тонн продукции в год, г. Усть-Кут	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2018-2044 годы	Есть ТУ на технологическое присоединение, (ПС 220 кВ Полимер) 150 МВт – 2023 год
3.	Строительство газохимического комплекса, г. Саянск	АО «Саянскхимпласт»	2021-2030 годы	ТУ на ТП утверждены
4.	Разработка и освоение золоторудного месторождения «Сухой Лог» Бодайбинский район	ООО «СЛ Золото»	2017-2056 годы	Есть ТУ на ТП
5.	Строительство завода по производству базальтового утеплителя, г. Шелехов	ООО «Группа Компаний Старатель»	2018-2022 годы	Есть ТУ на ТП
6.	Создание индустриального парка «Байкальский чистый продукт», Слюдянский район, г. Байкальск	ООО «Байкальский чистый продукт»	2017-2023 годы	–

№ п/п	Наименование проекта	Организация	Срок реализации	Наличие ТУ
7.	Размещение производства по выпуску лифтового оборудования	ОАО «Могилевлифтмаш» ООО «Иркутск ЛифтСервис»	2018-2026 годы	–
8.	Строительство картонного производства в г. Усть-Илимске	АО «Группа «Илим»	2019-2022 годы	Заявка на ТУ на ТП
9.	Производство СПГ на Саянском ГКМ, Зиминский район	ООО «Када-НефтеГаз»	2017-2028 годы	–
10.	Строительство металлургического завода г. Братск	ЗАО «Восточно-Сибирская Металлургическая компания»	2014-2020 годы	
11.	Строительство цеха по сортировке, фасовке и упаковке кварцевого песка (1 очередь), строительство Тулунского завода стеклокомпозитов (2 очередь), г. Тулун	ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	2019-2027 годы	ТУ утверждены 30 января 2018 года
12.	Разработка месторождения золотодобычи Чертово Корыто	АО "Тонода"	2019-2025 годы	Договор на ТП заключен
13.	Разработка месторождения золотодобычи Сухой лог	ООО "Сл Золото"	2019-2025 годы	Договор на ТП заключен

Для анализа режимно-балансовой ситуации учитываются только промышленные и инвестиционные проекты, где имеются ТУ на ТП, остальные инвестиционные и промышленные проекты приведены справочно.

3.3. Результаты анализа прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной в текущем году СиПР ЕЭС России

На рисунке 3.2. изображена динамика среднегодовых темпов прироста потребления электроэнергии и мощности в перспективе на 5 лет.



Рисунок 3.2. –Динамика прироста потребления электроэнергии и мощности

Из диаграммы, представленной на рисунке 3.2 видно, что ближайшие два года ожидается интенсивный прирост потребления электроэнергии и мощности. Т.к. кривые приростов имеют схожую динамику на прротяжении рассматриваемого периода (за иключением 2024 года), то можно говорить, что развитие промышленности и развитие электроэнергетического комплекса региона происходят синхронно, и будет полностью покрыт спрос на электрическую энергию и мощность.

3.4. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Иркутской области на час собственного максимума потребления энергосистемы

3.4.1. Общая детализация

В таблице 3.4.1 представлен прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2020-2025 годов. Из таблицы видно, что значительный прирост потребления электроэнергии ожидается в Бодайбинском районе в связи с планируемой разработкой новых месторождений золота. Прирост потребляемой мощности в Бодайбинском энергорайоне составит 37 %, электроэнергии – 14 %.

Рост потребления в Усть-Илимском энергорайоне прогнозируется в связи с планами Иркутской нефтяной компании (ООО «ИНК») по реализации крупных проектов по добыче и переработке природного газа на базе Ярактинского и Марковского нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) и строительству заводов по производству полимеров (полиэтилена низкой и высокой плотности) и неорганической химии (ЗНХ), а также планами ПАО «Газпром» по освоению Ковыктинского газоконденсатного месторождения.

В Братском энергорайоне прирост потребления электрической энергии и мощности ожидается в результате поэтапного ввода в эксплуатацию с 2020 года Тайшетского алюминиевого завода, строительства электрометаллургического завода (ЗАО «СЭМЗ»), а также подключения центров обработки данных.

Существенное увеличение потребности в электрической энергии в Братской и Усть-Илимском энергорайонах будет связано с реализацией масштабного проекта по реконструкции и расширению Транссибирской и Байкало-Амурской железнодорожных магистралей. В рамках программы расширения пропускной способности трубопроводной системы «ВСТО» (далее – НС «ВСТО») на участке от головной нефтеперекачивающей станции (далее – НПС) «Тайшет» до НПС «Сковородино» ООО «Транснефть-Восток» на территории Иркутской области в предстоящий период будут введены на полную мощность НПС-2,3; НПС-5; НПС-7; НПС-8,9.

Развитие существующих золотодобывающих предприятий и освоение новых перспективных месторождений, таких как «Сухой Лог» (ООО «СЛ Золото»), «Чертово Корыто» (АО «Тонода) увеличит спрос на электрическую энергию в Бодайбинском районе.

Рост потребления в Тулунско-Зиминской энергорайоне энергосистемы Иркутской области связан с реализацией крупных промышленных проектов: строительство Тулунского завода стеклокомпозитов, газохимического комплекса в г. Саянск, а также подключением тепличного комплекса ООО «ТК «Саянский». Реализация планов по развитию существующих крупных потребителей: Иркутского алюминиевого завода, Иркутского авиационного завода – филиала ПАО «Корпорация «Иркут», подключению центров обработки данных (ООО «Иркутскэнергосвязь», АО «ЦОД «Иркутскэнерго», ЦОД ПАО «Иркутскэнерго» приведет к увеличению потребности в электрической энергии и мощности в Иркутско-Черемховском энергорайоне.

Таблица 3.4.1. – Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2020-2025 годы

Энергорайон		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Усть-Илимский энергорайон	млн. кВтч	4 187,36	4 435,26	4 810,50	5 105,64	5 113,42	5 128,82
	МВт	706,61	733,86	759,57	799,84	802,24	804,64
Братский энергорайон	млн. кВтч	24 091,45	25 765,55	28 114,77	29 932,67	32 315,38	32 339,56
	МВт	3 206,16	3 375,25	3 755,06	4 075,70	4 078,36	4 081,03
Бодайбинский энергорайон	млн. кВтч	1 058,65	1 125,04	1 165,16	1 165,33	1 199,42	1 206,92
	МВт	150,22	154,84	160,23	162,81	182,72	206,57
Иркутско-Черемховский энергорайон	млн. кВтч	21 904,75	22 014,12	22 089,27	22 150,05	22 371,48	22 395,70
	МВт	3 507,20	3 549,67	3 592,20	3 620,70	3 620,72	3 626,03
Тулунско-Зиминский энргорайон	млн. кВтч	4 830,80	4 861,04	4 903,31	4 903,31	4 903,31	4 916,99
	МВт	835,81	843,38	849,95	849,95	849,95	854,73
Электропотребление, всего, млн. кВт*ч		56 073	58 201	61 083,0	63 257,0	65 903,0	65 988,0
Максимум потребления мощности, МВт		8 406	8 657	9 117,0	9 509,0	9 534,0	9 573,0

Таблица 3.4.2. Среднегодовые темпы прироста спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2020-2025 годы,%

Энергорайон		2021	2022	2023	2024	2025	Всего
Усть-Илимский энергорайон	электроэнергия	5,92	8,46	6,14	0,15	0,30	20,97
	мощность	3,86	3,50	5,30	0,30	0,30	13,26
Братский энергорайон	электроэнергия	6,95	9,12	6,47	7,96	0,07	30,57
	мощность	5,27	11,25	8,54	0,07	0,07	25,20
Бодайбинский энергорайон	электроэнергия	6,27	3,57	0,02	2,92	0,63	13,41
	мощность	3,07	3,48	1,61	12,23	13,05	33,44
Иркутско-	электроэнергия	0,50	0,34	0,28	1,00	0,11	2,23

Черемховский энергорайон	мощность	1,21	1,20	0,79	0,00	0,15	3,35
Тулунско-Зиминский энргорайон	электроэнергия	0,63	0,87	0,00	0,00	0,28	1,78
	мощность	0,91	0,78	0,00	0,00	0,56	2,25

Как следует из табл. 3.4.2 наиболее высокие среднегодовые приросты потребления электроэнергии и мощности в 2021-2025 годах ожидаются в Бодайбинском, Братском и Усть-Илимском энергорайонах.

На основании данных, предоставленных потребителями сформирована таблица 3.4.3, где приведена информация по прогнозу электропотребления крупными потребителями Иркутской области.

Таблица 3.4.3 – Прогноз электропотребления крупными промышленными потребителями Иркутской области, млн кВт·ч

Наименование потребителя	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	970,7	1038,7	1038,7	1871,7	1871,7	1871,7
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Братске	1712,8	1998,5	2001,4	2003,0	2004,2	2004,2
ООО «Братский завод ферросплавов»	741,07	838,45	867,57	841,03	871,1	879,48
ПАО «РУСАЛ Братск»	17268,2	17221,0	17221,0	17221,0	17238,4	17189,8
Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехове	7495,0	7495,0	7495,0	7495,0	7495,0	7495,0
АО «Ангарская нефтехимическая компания»	1074,2	1088,7	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6
АО «Ангарский электролизный химический комбинат»	283,0	283,0	283,0	283,0	283,0	283,0
АО «Ангарский завод полимеров»	239,2	232,3	253,1	240,0	240,0	240,0
АО «Саянскхимпласт»	781,704	781,704	781,704	781,704	781,704	1104,07
ООО «Компания «Востсибуголь»	190,1	193,6	196,04	198,76	198,96	н/д
ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»	412	402	421	436	449	447
Иркутский авиационный завод (ИАЗ) — филиал ПАО «Корпорация «Иркут» (промзона)	137,4	166,7	168,4	170,1	171,2	171,2
АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»	19,5	20,4	21,5	22,5	23,7	23,7

Наименование потребителя	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	3542,0	3606,0	3671,0	3737,0	3804,0	3872,0
Тайшетский алюминиевый завод	172,22	4870	6300	8700	12273	12240
ПАО «Высочайший»	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6
ООО «Горнорудная компания «Угахан»	127,1	127,1	127,1	127,1	179,3	179,3
ООО «Красный»	0	2,2	38	85,4	85,4	85,4
ООО «Газпром добыча Иркутск»	0	0	22,713	212,021	325,289	421,256
ОАО «Тыретский солерудник»	19,304	19,304	19,304	19,304	19,304	19,304
АО «ЗДК «Лензолото»	143,5	142,3	140,7	134,1	133,5	133,5
АО «Полюс Вернинское»	150	150	190	190	190	190
АО «Севзото»	40,65	40,65	40,65	40,65	40,65	40,65
ООО «Производственная компания» (ИЗТМ)	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
ООО «Транснефть-Восток»	912	840	823	823,0	823,0	823,0
ООО «Друза»	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1
ООО «ИНК»	15	84	400	800	830	830

В таблице 3.4.4 приведен перечень укрупненных (свыше 10 МВт) утвержденных технических условий на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям 110 кВ и выше в Иркутской области по состоянию на начало 2020 года.

Таблица 3.4.4. – Наиболее крупные (свыше 10 МВт) утвержденные ТУ на ТП потребителей к электрической сети в Иркутской области

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Центр питания	Сетевая организация
ООО «СЛ Золото»	229,00	ПС 220 кВ Витим	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	150,00	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Витимэнерго»	88,05	ПС 220 кВ Таксимо, ПС 220 кВ Сухой Лог	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	65,00(ЭПУ) 144 (Генерация)	ПС 220 кВ НПС-7, ПС 220 кВ НПС-9	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Газпром»	56,50 (ЭПУ)	ПС 220 кВ Ковыкта	ПАО «ФСК ЕЭС»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Центр питания	Сетевая организация
	66,5 (Генерация)		
ЗАО «Техноинвест Альянс»	37,5	ПС 220 кВ Зашихинская	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Тонода»	32,00	ПС 220 кВ Чертово Корыто	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Высочайший»	10,00	ПС 110 кВ Кропоткинская	АО «Витимэнерго»
ООО «РУСАЛ Тайшетский Алюминиевый завод»	1440,00	КРУЭ 220 кВ Тайшетского алюминиевого завода	ОАО «ИЭСК»
ООО «Голевская горнорудная компания	155,00	ПС220 кВ Туманная, Республика Тыва	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	110,00	Братский ПП 500 кВ	ОАО «ИЭСК»
ООО «Евросибэнерго-гидрогенерация»	91,60	Иркутская ГЭС	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «СЭМЗ»	90,00	ПС 220 кВ СЭМЗ	ОАО «ИЭСК»
ОАО «Финансово-строй. компания «Новый город»	41,00	ПС 220 кВ Малая Елань	ОАО «ИЭСК»
АО «Саянскхимпласт»	36,80	ПС 110 кВ ГПП-3	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	35,77	ПС 220 кВ Слюдянка	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД», транзит 220 кВ Лена - Киренга	12,75	ПС 220 кВ Чудничный, ПС 220 кВ Небель, ПС 220 кВ Звездная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД», транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха	16,15	ПС 110 кВ Зяба, ПС 110 кВ Кежемская, ПС 110 кВ Видим, ПС 110 кВ Черная, ПС 110 кв Коршуниха тяговая	ОАО «ИЭСК»
ИАЗ- филиал ОАО «Корпорация «Иркут»	28,80	ПС 220 кВ Ново-Ленинс	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «СЭМЗ»	37,00	ПС 110 кВ Индустриальная	ОАО «ИЭСК»
ООО ТК «Саянский»	22,89	ПС 110 кВ Тепличная	ОАО «ИЭСК»
ОАО "РЖД", транзит 110 кВ Тайшет – Опорная	19,55	ПС 110 кВ Чуна тяговая ПС 110 кВ Чукша, ПС 110 кВ Огневка, ПС 110 кВ Турма, ПС 110 кВ Моргудон	ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Центр питания	Сетевая организация
АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	20,00	ПС 220 кВ БЦБК	ОГУЭП «Облкоммунэнерго», ОАО «ИЭСК»
ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	19,50	ПС 110 ТЗС	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД», транзит 220 кВ Киренга – Кунерма	10,2	ПС 220 кВ Улькан, ПС 220 кВ Кунерма	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД», транзит 110 кВ Коршуниха Лена	12,75	ПС 110 кВ Хребтовая, ПС 110 кВ Семигорск, ПС 110 кВ Ручей, ПС 110 кВ Усть-Кут	ОАО «ИЭСК»
ООО «ИНК»	10,00	ПС 110 кВ Верхнемарково	ОАО «ИЭСК»
ПАО «Иркутскэнерго»	10,00	ПС 220 кВ Бытовая	ОАО «ИЭСК»
ООО «БЗФ»	17	ПС 110 кВ ПГВ	АО «Электросеть»
ООО «Красный»	20	ПС 110 кВ Красный	АО «Витимэнерго»
АО «Братская электросетевая компания»	13,5	ПС 110 кВ Мегет	ОАО «РЖД»
АО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	22	ПС 220 кВ Восточная	ОАО «ИЭСК»
	35	ПС 220 кВ Сибирская	ОАО «ИЭСК»
ООО «Иркутскэнергосвязь»	14,88	Ново-Иркутская ТЭЦ	ПАО «Иркутскэнерго»
ООО «Панорама»	10	ПС 110 кВ Западная	ООО Энергетическая компания «Радиан»
ООО «БИТРИВЕР РУС»	100	ПС 220 кВ Пурсей	ПАО «Иркутскэнерго»
ООО «МФЦ Капитал»	12	ПС 110 кВ Еловка	ОАО «ИЭСК»
ООО «ТрансСибРегион»	10	ПС 220 кВ Ново-Ленинс	ОАО «ИЭСК»
ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех»	20	ПС 110 кВ Цемзавод, ПС 110 кВ Усолье-Сибирское, ПС 110 кВ Вокзальная	ОАО «ИЭСК»

3.4.2. Действующие технические условия на технологическое присоединение

В таблицах 3.4.5 – 3.4.8 приведены утвержденные технических условия на технологическое присоединение потребителей к электрической сети в Иркутской области свыше 1 МВт, полученные от сетевых организаций по

состоянию на начало 2020 года (за исключением Бодайбинского энергорайона, информация по которому приведена в п. 3.4.2. и ТУ на ТП выше 10 МВт).

Таблица 3.4.5. – Утвержденные ТУ на ТП потребителей свыше 1 МВт к электрическим сетям ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Срок окончания	Центр питания, ПС
ООО «ШЭСК»	9,21	10 февраля 2020 года	Луговая
ОАО «РЖД»	9,10	16 мая 2021 года	Еловка
ФКП «УЗКС МО РФ»	9,00	7 декабря 2023 года	Звезда
ОАО «РЖД»	8,54	19 декабря 2020 года	Ручей
ФКП «Управ. заказчика кап. строительства Минобороны России»	7,62	18 декабря 2023 года	Правобережная
ОАО «РЖД»	6,81	19 декабря 2020 года	Улькан
ООО «ВостСибстрой»	6,77	31 декабря 2023 года	Пивзавод
ОАО «РЖД»	6,18	19 декабря 2020 года	Хребтовая
ОАО «РЖД»	5,46	31 декабря 2021 года	Тайшет
ООО «ИНК»	5,40	31 августа 2020 года	УКПГ Марковского НГКМ
АО «БЭСК»	5,00	21 февраля 2020 года	Левобережная
ООО ПК «МДФ»	4,95	28 июня 2020 года	Стройбаза
ООО «АкваСиб»	4,90	10 июня 2020 года	БЦБК
ГКУ ИО «Служба заказчика Иркутской области»	4,90	19 ноября 2021 года	Стеклозавод
Дачное некоммерческое товарищество «Рассвет»	4,90	7 ноября 2023 года	Пивовариха
ООО «Альфа»	4,80	26 марта 2020 года	Восточная
ООО «Бетта»	4,80	26 марта 2020 года	Восточная
ООО «Гамма»	4,80	26 марта 2020 года	Восточная
ООО «ИРКЛАЙФ»	4,80	26 марта 2020года	Восточная
ООО «Усть-Кут-Лесосервис»	4,60	18 ноября 2021 года	Причалы

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Срок окончания	Центр питания, ПС
ЗАО «Стройкомплекс»	4,56	31 декабря 2020 года	Прибрежная
ООО «РЖД»	4,52	19 декабря 2020 года	Черная
ОГУЭП «Облкомунэнерго»	4,20	31декабря 2021 года	Прибрежная
ООО «АкадемияСтрой»	4,00	26 январяоря 2020 года	Березовая
АО «БЭСК»	4,00	6 февраля 2020 года	Инкубатор
АО «БЭСК»	4,00	28 августа 2023 года	Инкубатор
ОАО «РЖД»	3,94	19 декабря 2020 года	Усть-кут
ГКУ ИО «Служба заказчика Иркутской области»	3,30	19 ноября 2021 года	Сосновый бор
ООО « ЛенинГрад»	3,27	30 ноября 2022 года	Бытовая
Акционерное общество «РУСАТОМ ХЭЛСКЕА»	3,21	29 ноября 2020 года	Правобережная
ООО «Ангара плюс»	3,20	8 июля 2021 года	Городская (СЭС)
ООО «РосСибТрейд»	3,17	16 июля 2020 года	Пивзавод
ООО «ОК РУСАЛ Анодная фабрика»	2,50	14 ноября 2020 года	Акульшет
ООО «ДеКом»	2,47	10 июня 2020 года	Промбаза
ООО «ТОПКА-СТРОЙИНВЕСТ»	2,00	22 марта 2020 года	Правобережная
ИП Ткачук Надежда Викторовна	2,00	31 декабря 2023 года	Прибрежная
ООО «Стройкомплекс»	2,00	31 декабря 2020 года	Прибрежная
АО «БЭСК»	1,89	16 декабря 2020 года	Порожская
МБОУ Шелеховского р-на «Шелеховский лицей»	1,85	9 октября 2021 года	Светлая
Садоводческое некоммерческое товарищество «Медицинский городок»	1,83	21 августа 2020 года	Изумрудная
ООО «Основа»	1,60	1 ноября 2020 года	Ленино
ООО «Монолитстрой-Иркутск»	1,58	1 июня 2020 года	Марата

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Срок окончания	Центр питания, ПС
ИП Ковальчук Петр Иванович	1,50	3 апреля 2021 года	Молодежная
ОАО «РЖД»	1,42	31 января 2021 года	Турма
ООО «Гранд-Строй»	1,41	15 ноября 2021 года	Приморская
ООО «Топка-Стройинвест»	1,35	11 декабря 2021 года	Молодежная
ООО «СК Энергия»	1,35	28 января 2020 года	Восточная
ОАО «РЖД»	1,35	12 августа 2021 года	Глазково 10
ООО «Мечта»	1,30	28 мая 2021 года	РК "Кировская"
АО «Иркутское региональное жилищное агентство»	1,25	31 декабря 2020 года	Релейная
Иркутский областной суд	1,10	9 июля 2020 года	Партизанская
Комитет по управлению муниципальным имуществом и жизнеобеспечению администрации г. Иркутска	1,07	5 июня 2021 года	Пивзавод 10
ИП Заречный Валерий Алексеевич	1,00	31 марта 2020 года	Рубахино
АО «Агентство развития памятников Иркутска»	1,00	31 декабря 2020 года	РК "Кировская"
ООО «Ресурс»	1,00	31 декабря 2022 года	Военный городок
АО «БЭСК»	1,00	14 января 2021 года	Пс 110 кВ Инкубатор
«ЭНКА Иншаат Ве Санайн Аноним Ширкети»	1,00	5 мая 2020 года	Азейская
ИТОГО	227,62		

Таблица 3.4.6. – Утвержденные ТУ на ТП потребителей свыше 1 МВт к электрическим сетям ОГУЭП «Облкоммунэнерго»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Дата договора	Центр питания, ПС
ООО "Красный"	4,90	5 ноября 2015 года	-
ООО "РУСАЛ Тайшет"	1,15	30 июня 2019 года	-
Иркутская электросетевая компания ОАО	1,10	16 марата 2016 года	ПС Малышовка
КРОСТ ООО	1,00	25 снтября	ПС Ока

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Дата договора	Центр питания, ПС
		2015 года	
ООО "Медстрой"	1,00	19 февраля 2016 года	РП Маркова
ИТОГО	9,15		

Таблица 3.4.7. – Утвержденные ТУ на ТП потребителей свыше 1 МВт к электрическим сетям АО «БЭСК»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Дата договора	Центр питания, ПС
ИП Сороковиков А.В.	5,00	29 ноября 2019 года	ИП Сороковиков А.В.
Акционерное общество «Братская электросетевая компания»	5,00	21 февраля 2019 года	ПС 35кВ Боково
ООО «БСМК»	4,9	индивидуальный проект	ПС 35 кВ Индустриальная
ООО «Братские электрические сети»	4,00	6 февраля 2018 года	ПС 110кВ Инкубатор
ООО «Братские электрические сети»	2,90	18 мартя 2019 года	ПС 110кВ Ангарстрой
ОГКУ «УКС Иркутской области»	2,85	12 февраля 2019 года	ПС 110кВ Западная
МКУ «ДКСР»	2,30	19 марта 2019 года	ПС 110кВ Южная
МКУ «ДКСР»	1,89	4 марта 2020 года, индивидуальный проект	ПС 35кВ Порожская
МКУ «ДКСР»	1,00	11 сентября 2018 года	ПС 110кВ Северная
ЗАО «КАТА»	2,342	15 мая 2019 года	ПС 35кВ Строительная
ООО «Восход»	0,80	индивидуальный проект	ПС 35кВ Строительная
ООО «Илимпром»	0,40	индивидуальный проект	ПС 35кВ Строительная
ООО «БИО»	0,87	29 ноября 2018 года	ПС 35кВ Строительная
ООО «ПИК ЛЕС»	0,65	25 октября 2019 года	ПС 35кВ Строительная
ООО "УК ИСТ-Групп"	1,40	15 октября 2019 года	ПС 35кВ Октябрьская
АО «Лесогорсклес»	1,00	24 октября 2018 года	ПС 35кВ Октябрьская
ООО «Сибиряк»	0,90	26 марта 2019 года	ПС 35кВ Октябрьская
ИТОГО	38,202		

Таблица 3.4.8. – Утвержденные ТУ на ТП потребителей свыше 1 МВт к электрическим сетям ОАО «РЖД»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Дата договора	Центр питания, ПС
ООО «Шелеховская ЭнергоСетевая компания»	2,11	-	ПС 110 кВ Гончарово
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	1,07	-	ЦРП-Тулун
ООО «Перевалочно-логистический комплекс»	1,06	-	ПС 220 кВ Якурим
АО «Братская электросетевая компания»	0,75	-	ПС 110 кВ Черная
ИТОГО	4,99		

3.5. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований

В настоящее время одной из приоритетных задач развития топливно-энергетического комплекса, в том числе теплоэнергетики, является снижение потребления энергоресурсов за счет реализации энергосберегающих мероприятий, обозначенных в Программе «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на территории Иркутской области», утвержденной в 2010 году.

В связи с этим в перспективном прогнозе потребления тепловой энергии учитывается энергосберегающий эффект при реализации мероприятий по энергосбережению для существующих объектов теплопотребления при их развитии. Реализация даже части всего энергосберегающего потенциала позволит сократить ввод необходимых новых тепловых мощностей, а также снизить финансовую нагрузку на бюджет области и населения.

В таблице 3.5.1 представлен прогноз полезного (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребления тепловой энергии и его структура на период 2020-2025 годы.

Рассматривается два сценария, в основе которых различные варианты развития промышленных предприятий:

– прогноз 1 соответствует данным, приведённым в СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы.

– прогноз 2 соответствует данным, положенным в основу в прогнозе электропотребления и мощности Правительства Иркутской области.

Таблица 3.5.1. Варианты прогноза потребления тепловой энергии в Иркутской области, млн Гкал

Показатель	Годы					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Прогноз 1						
Полезное потребление, в т.ч.:	**36,9**	**37,1**	**37,7**	**38,2**	**38,6**	**39**
жилищно-коммунальное хозяйство,	13,9	14	14,3	14,6	14,8	14,95
население	11,4	11,5	11,7	11,9	12,1	12,23

Показатель	Годы					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
население	11,4	11,5	11,7	11,9	12,1	12,23
коммунально-бытовые нужды	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,73
промышленность	18,2	18,3	18,5	18,7	18,8	19,0
прочие потребители	4,8	4,8	4,9	4,9	5	5,05
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	-	0,2	0,6	0,5	0,4	0,4
Среднегодовые темпы прироста, %	-	0,5	1,6	1,3	1,0	1,1
Прогноз 2						
Полезное потребление, в т.ч.:	**37,0**	**37,6**	**38,3**	**38,8**	**39,5**	**40,1**
жилищно-коммунальное хозяйство,	13,8	14,1	14,5	14,9	15,3	15,5
население	11,3	11,5	11,7	11,9	12,1	12,3
коммунально-бытовые нужды	2,5	2,6	2,8	3	3	3,05
промышленность	18,3	18,5	18,7	18,8	19,2	19,5
прочие потребители	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2	5,3
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	-	0,6	0,7	0,5	0,4	0,43
Среднегодовые темпы прироста, %	-	2,2	2,8	2,8	1,3	1,5

Полезное (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребление тепловой энергии к 2025 году увеличится по сравнению с 2020 годом на 5,7 % и на 8,4 % в первом и втором прогнозах соответственно (рис. 3.3).

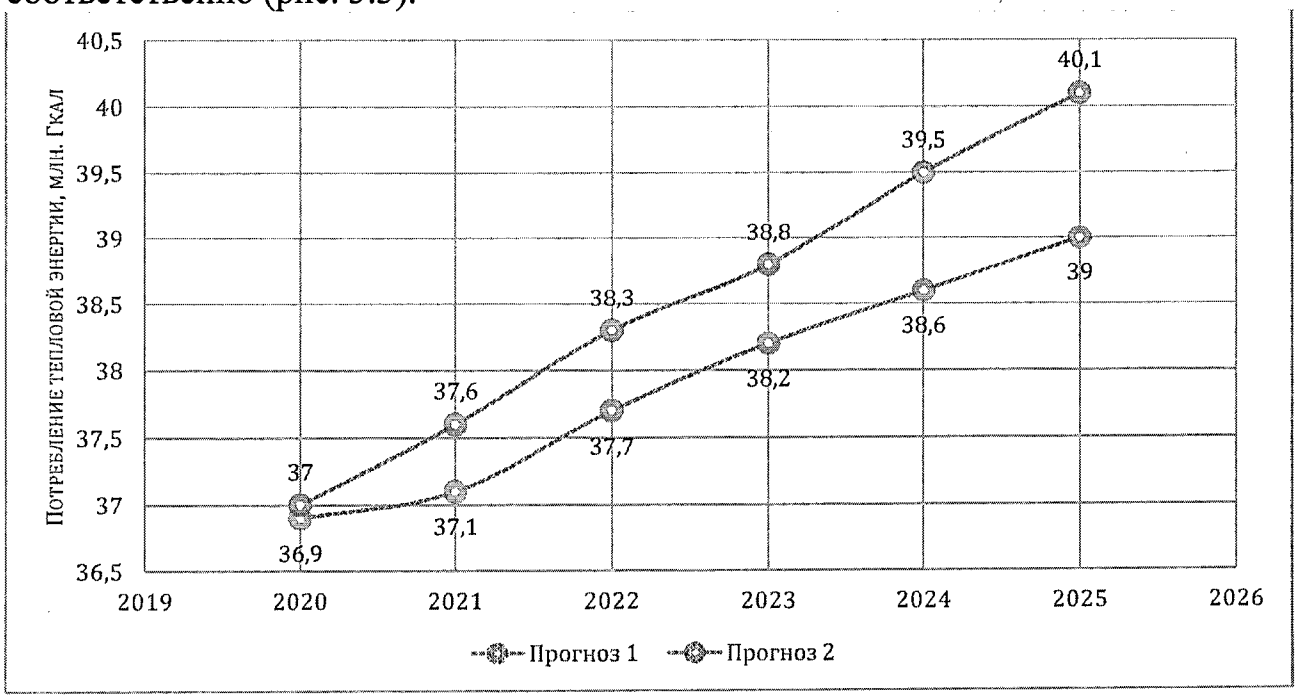


Рисунок 3.3. – Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской области по вариантам прогнозов

Потребление тепловой энергии на цели отопления и горячего водоснабжения в перспективе до 2025 года определялось исходя из долговременного прогноза численности населения области, предполагаемого развития жилищного фонда с учетом удельных норм расхода тепла на отопление зданий и горячее водоснабжение.

В связи с незначительным ростом населения потребление тепловой энергии в этом секторе будет увеличиваться за счет строительства нового жилья и объектов социальной культуры.

Рост теплопотребления в промышленном секторе к 2025 году в прогнозе 1 составит 4,4% и 6,5 % – в прогнозе 2. Прирост потребления тепловой энергии предполагается в ключевых отраслях промышленности: нефтехимический сектор, переработка леса и другие.

Основная доля потребления тепловой энергии приходится на 9 основных городов Иркутской области: Иркутск, Шелехов, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово, Саянск, Братск, Усть-Илимск и Железногорск-Илимский.

Динамика полезного теплопотребления по группам потребителей в перечисленных городах Иркутской области на период до 2025 года представлена в таблицах 3.5.2. и 3.5.3. для прогнозов 1 и 2 соответственно.

Таблица 3.5.2. 1-ый вариант прогноза полезного теплопотребления в крупных городах Иркутской области на период до 2025 года, млн. Гкал

Год	По городам				Год	Иркутск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	26,62	4,22	8,60	13,81	2020	6,11	1,86	2,89	1,37
2021	27,01	4,28	8,75	13,98	2021	6,23	1,87	2,96	1,40
2022	27,38	4,37	8,88	14,13	2022	6,36	1,89	3,05	1,42
2023	27,67	4,48	8,94	14,26	2023	6,47	1,95	3,05	1,47
2024	27,80	4,53	8,98	14,29	2024	6,50	1,97	3,05	1,48
2025	27,933	4,561	9,035	14,337	2025	6,56	1,99	3,08	1,49
Год	Шелехов				Год	Ангарск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	0,62	0,06	0,27	0,29	2020	6,08	0,87	1,78	3,43
2021	0,64	0,07	0,28	0,29	2021	6,16	0,89	1,80	3,47
2022	0,65	0,07	0,28	0,30	2022	6,22	0,92	1,82	3,48
2023	0,65	0,07	0,28	0,30	2023	6,28	0,96	1,84	3,49
2024	0,65	0,07	0,28	0,30	2024	6,33	0,98	1,86	3,49
2025	0,66	0,07	0,285	0,305	2025	6,36	0,985	1,87	3,505
Год	Усть-Илимск				Год	Усолье-Сибирское			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		

		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	4,99	0,28	0,46	4,25	2020	0,88	0,14	0,63	0,11
2021	5,04	0,28	0,47	4,29	2021	0,9	0,14	0,63	0,13
2022	5,08	0,29	0,47	4,32	2022	0,94	0,15	0,64	0,15
2023	5,12	0,29	0,49	4,34	2023	0,97	0,15	0,65	0,17
2024	5,15	0,29	0,51	4,35	2024	0,97	0,15	0,65	0,17
2025	5,16	0,29	0,511	4,359	2025	0,97	0,15	0,65	0,17
Год	Железногорск-Илимский				Год	Саянск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	0,56	0,12	0,26	0,18	2020	1,56	0,19	0,59	0,78
2021	0,56	0,12	0,26	0,18	2021	1,59	0,20	0,60	0,79
2022	0,58	0,13	0,26	0,19	2022	1,61	0,20	0,60	0,81
2023	0,59	0,13	0,26	0,20	2023	1,61	0,20	0,60	0,81
2024	0,59	0,13	0,26	0,20	2024	1,61	0,20	0,60	0,81
2025	0,603	0,133	0,266	0,204	2025	1,61	0,20	0,60	0,81
Год	Братск				Год	Черемхово			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	5,46	0,66	1,55	3,25	2020	0,36	0,04	0,17	0,15
2021	5,51	0,66	1,57	3,28	2021	0,38	0,05	0,18	0,15
2022	5,55	0,67	1,58	3,3	2022	0,39	0,05	0,18	0,16
2023	5,58	0,68	1,58	3,32	2023	0,40	0,05	0,19	0,16
2024	5,60	0,69	1,58	3,33	2024	0,40	0,05	0,19	0,16
2025	5,61	0,693	1,583	3,334	2025	0,40	0,05	0,19	0,16

Таблица 3.5.3. 2-ой вариант прогноза полезного теплопотребления в крупных городах Иркутской области на период до 2025 года, тыс. Гкал

Год	По городам				Год	Иркутск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	27,44	4,46	8,69	14,29	2020	6,20	1,92	2,92	1,36
2021	27,98	4,58	8,94	14,46	2021	6,47	1,97	3,10	1,40
2022	28,45	4,72	9,10	14,63	2022	6,58	2,02	3,15	1,41
2023	28,82	4,80	9,25	14,77	2023	6,68	2,06	3,18	1,44
2024	29,11	4,87	9,33	14,91	2024	6,73	2,08	3,20	1,45
2025	29,246	4,899	9,383	14,964	2025	6,79	2,1	3,23	1,46
Год	Шелехов				Год	Ангарск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	0,64	0,07	0,28	0,29	2020	6,18	0,91	1,78	3,49
2021	0,64	0,07	0,28	0,29	2021	6,26	0,95	1,80	3,51
2022	0,66	0,08	0,28	0,30	2022	6,38	0,99	1,84	3,55

2023	0,68	0,08	0,29	0,31	2023	6,46	1,01	1,89	3,56
2024	0,69	0,08	0,29	0,32	2024	6,56	1,04	1,90	3,62
2025	0,70	0,08	0,295	0,325	2025	6,595	1,045	1,91	3,64
Год	Усть-Илимск				Год	Усолье-Сибирское			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	5,14	0,30	0,50	4,34	2020	0,92	0,15	0,55	0,22
2021	5,17	0,30	0,51	4,36	2021	0,96	0,15	0,56	0,25
2022	5,2	0,31	0,52	4,37	2022	0,98	0,16	0,56	0,26
2023	5,22	0,32	0,52	4,38	2023	1,01	0,16	0,57	0,28
2024	5,28	0,33	0,55	4,40	2024	1,04	0,17	0,58	0,29
2025	5,29	0,33	0,55	4,41	2025	1,04	0,17	0,58	0,29
Год	Железногорск-Илимский				Год	Саянск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	0,59	0,13	0,27	0,19	2020	1,58	0,2	0,60	0,78
2021	0,59	0,13	0,27	0,19	2021	1,6	0,21	0,60	0,79
2022	0,61	0,14	0,27	0,20	2022	1,63	0,21	0,61	0,81
2023	0,63	0,14	0,28	0,21	2023	1,63	0,21	0,61	0,81
2024	0,63	0,14	0,28	0,21	2024	1,63	0,21	0,61	0,81
2025	0,644	0,143	0,286	0,215	2025	1,63	0,21	0,61	0,81
Год	Братск				Год	Черемхово			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	5,72	0,73	1,61	3,38	2020	0,47	0,05	0,18	0,24
2021	5,77	0,74	1,63	3,40	2021	0,52	0,06	0,19	0,27
2022	5,85	0,75	1,68	3,42	2022	0,56	0,06	0,19	0,31
2023	5,92	0,76	1,71	3,45	2023	0,59	0,06	0,20	0,33
2024	5,96	0,76	1,72	3,48	2024	0,59	0,06	0,20	0,33
2025	5,967	0,761	1,722	3,484	2025	0,59	0,06	0,20	0,33

Наиболее теплоемкими городами Иркутской области являются Иркутск, Ангарск, Братск и Усть-Илимск, что связано с расположением в них крупных теплопотребляющих предприятий нефтехимической, химической и лесоперерабатывающей промышленностей. Прогноз потребления тепловой энергии крупных муниципальных образований представлен в таблице 3.5.4.

Таблица 3.5.4. Прогноз потребления тепловой энергии до 2025 года

Наименование муниципального образования	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
г. Иркутск	2602,74	2652,98	2677,93	2716,32	2741,27	2766,22	2791,17
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	1828,46	1852,84	1864,61	1876,64	1932,63	1965,43	1976,97
прочие котельные	774,28	800,14	813,32	839,68	808,64	800,78	814,20
г. Ангарск (ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»)	2291,24	2356,17	2364,04	2372,43	2381,26	2391,12	2402,51
г. Братск	1183,95	1297,90	1302,46	1307,02	1311,58	1316,14	1317,70

ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	1074,56	1188,51	1193,07	1197,63	1202,19	1206,75	1208,32
прочие котельные	109,39	109,39	109,39	109,39	109,39	109,39	109,39
г. Усть-Илимск	942,93	944,86	946,80	948,73	950,66	952,60	954,53
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	941,77	943,70	945,64	947,57	949,50	951,44	953,37
прочие котельные	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
г. Зима, г. Саянск	459,73	471,29	482,85	494,41	505,97	517,53	517,53
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	428,69	440,25	451,81	463,37	474,93	486,49	486,49
прочие котельные	31,03	31,03	31,03	31,03	31,03	31,03	31,03
г. Усолье-Сибирское ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	406,26	407,84	408,12	408,40	408,73	408,73	408,73
г. Шелехов (ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»)	264,74	270,02	275,31	280,59	285,88	291,16	296,44
г. Железногорск-Илимский (ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»)	177,81	182,29	186,76	191,24	195,71	200,19	204,66
г. Черемхово	146,67	147,40	148,14	148,87	149,60	149,70	149,70
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	133,97	135,70	137,44	139,17	140,90	141,00	141,00
прочие котельные	12,70	11,70	10,70	9,70	8,70	8,70	8,70
г. Усть-Кут	147,70	148,62	153,03	154,90	152,00	151,48	193,99
г. Тулун	80,02	80,87	81,72	82,57	83,26	83,95	84,64
г. Байкальск	66,89	69,60	72,31	75,03	77,74	80,45	83,16
г. Тайшет	64,73	64,73	64,73	64,73	64,73	64,73	64,73
г. Слюдянка	54,69	55,63	56,57	57,51	58,45	59,39	60,33
г. Вихоревка	51,66	53,49	53,49	53,49	53,49	53,49	53,49
г. Бодайбо	50,14	52,42	54,70	56,98	59,26	61,54	63,82
г. Свирск	49,34	49,91	49,38	49,60	49,81	49,81	49,81
г. Нижнеудинск	45,97	47,54	49,11	50,68	52,25	53,82	55,39
г. Киренск	39,56	40,71	40,71	40,71	40,71	40,71	40,71
п. Усть-Ордынский	20,91	20,91	20,91	20,91	20,91	20,91	20,91

Таблица 3.5.5. Перспективное теплопотребление наиболее крупными промышленными потребителями, тыс. Гкал

Наименование предприятия	2020	2021	2022	2023	2024	2025
АО «Группа Илим» г. Братск	5519,0	4695,5	5092,2	5092,8	5093,2	5093,2
АО «Саянскхимпласт»	905,8	912,4	912,5	912,5	912,5	912,5
ООО «ИНК»	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,2
АО «Русал»	367,9	367,9	367,9	367,9	367,9	367,9
АО «АНХК»	3175,2	3345,7	4459,1	4694,1	4503,8	4694,1
ПАО «Высочайший»	56	56	56	65	65	65

3.6. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Иркутской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период

3.6.1. Обьемы увеличения мощностей, модернизации и выводов основного генерирующего оборудования

В таблицах 3.6.1 – 3.6.4 представлена информация о объемах ввода/вывода генерирующего оборудования из эксплуатации; планах собственников по строительству генерирующего оборудования; структуре модернизации генерирующего оборудования, согласно данным от генерирующих компаний и СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы.

В соответсвии с письмом ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация» от 11 марта 2020 года № 504-33/531 в результате реализации проекта по замене старых гидроагрегатов ИГЭС на гидроагрегаты имеющие лучший коэффициент полезного действия, ожидается увеличение выработки в среднем на 260 млн кВт.ч в год, а электрическая мощность ГЭС увеличится на 91,6 МВт. В результате реализации проекта по замене рабочих колес в количестве 6 шт БГЭС выработка электроэнергии увеличится в среднем на 195 млн кВт.ч в год (данная информация приведена справочно и не учитвается в балансе электрической энергии и мощности).

В 2020 году планируется вывод из эксплуатации всех турбогенераторов Участка № 1 Иркутской ТЭЦ-9 суммарной мощностью 79 МВт. Сроки вывода из эксплуатации определены приказами Минэнерго России с использованием максимальной отсрочки, предусмотренной Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 года №484, исходя из недопущения последствий, установленных пунктом 31 указанных Правил.

Таблица 3.6.1. Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования энергосистемы Иркутской области

Станционный номер, тип турбины	Вид топлива	Год	Установленная мощность, МВт	Документ-основание
ПАО «Иркутскэнерго»				
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)				
ТГ-7 Р-25-90/18	Уголь	2020	24,0	Приказ Минэнерго России от 17 сентября 2014 года №618
ТГ-9 ПТ-30-90/10	Уголь	2020	30,0	Приказ Минэнерго России от 16 июля 2019 года №719
ТГ-10 ПТ-25-90/10	Уголь	2020	25,0	Приказ Минэнерго России от 17 сентября 2014 года №618
Всего по станции			79,0	

Таблица 3.6.2. Объемы и структура вводов генерирующего оборудования энергосистемы Иркутской области

Станционный номер, тип турбины	Вид топлива	Год	Установленная мощность, МВт	Документ-основание

ПАО «Газпром»				
ГТЭС Ковыктинского газоконденсатного месторождения				
1 ГТ-67(Т)	Газ	2023	66,5	ТУ на ТП
Всего по станции			66,5	
ООО «Иркутская нефтяная компания»				
ТЭЦ ООО «ИНК»				
1 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
2 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
3 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
4 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
5 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
6 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
7 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
8 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
9 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
10 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
11 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
12 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
13 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
14 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
15 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
16 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
Всего по станции			144,0	
Всего			209,5	

В настоящее время ТЭЦ ООО «ИНК» - это две электростанции: Центральная ГТС и Западная ГТС суммарной установленной мощностью 144 МВт (2х72 МВт), работающие изолировано и осуществляющие электроснабжение нефтедобывающих установок.

Таблица 3.6.3. Объемы и структура модернизации генерирующего оборудования Иркутской области.

Станционный номер, тип турбины	Вид топлива	Год	Установленная мощность до/после, МВт	Документ-основание
ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»				
Иркутская ГЭС				
1 г/а пов.-лопаст. верт. (ПЛ577-ВБ-720)	-	2022	82,8/105,7	КОМ, предложения собственника
2 г/а пов.-лопаст. верт. (ПЛ577-ВБ-720)	-	2021	82,8/105,7	КОМ, предложения собственника
7 г/а пов.-лопаст. верт. (ПЛ577-ВБ-720)	-	2023	82,8/105,7	КОМ, предложения собственника
8 г/а пов.-лопаст. верт. (ПЛ577-ВБ-720)	-	2024	82,8/105,7	КОМ, предложения собственника
Всего по станции			331,2/422,8	
Усть-Илимская ГЭС				

Станционный номер, тип турбины	Вид топлива	Год	Установленная мощность до/после, МВт	Документ-основание
3 г/а рад. -осевой (РО-100/810-ВМ550)	-	2020	240,0/250,0	КОМ, предложения собственника
4 г/а рад. -осевой (РО-100/810-ВМ550)	-	2020	240,0/250,0	КОМ, предложения собственника
10 г/а рад. -осевой (РО-100/810-ВМ550)	-	2020	240,0/250,0	КОМ, предложения собственника
12 г/а рад. -осевой (РО-100/810-ВМ550)	-	2020	240,0/250,0	КОМ, предложения собственника
Всего по станции			960,0/1000,0	
ПАО «Иркутскэнерго»				
Иркутская ТЭЦ-6				
1 ПТ-60-130/13	Уголь	2022	60,0/65,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 №1713-р
Всего			2521,2/2657,8	

3.6.2. Когенерация тепловой и электрической энергии

Возможность когенерации тепловой и электрической энергии (выгодной утилизации энергии парового потока для выработки электроэнергии) является одним из перспективных направлений в электроэнергетике.

Наиболее простой способ – это применение паровых противодавленческих турбин в котельных с паровыми котлами. Это связано с тем, что насыщенный пар, вырабатываемый в котлах при давлении 0,6–1,4 МПа, бесполезно дросселируется до 0,12–0,5 МПа в редукционных устройствах.

Редуцирование пара через РУ – это прямые технологические потери. Если пропустить пар через турбину, то в технологическом процессе получим полезную работу. При выборе оптимального вида надстройки котельной турбинами противодавления необходимо учитывать следующие моменты:

- простота установки и минимальные капитальные затраты;
- более высокий КПД и коэффициент использования топлива КИТ;
- возможность работы в различных режимах.

Существует большое разнообразие тепловых схем на базе ГТУ (ГТУ-ТЭЦ) и ПГУ (ПГУ-ТЭЦ). В целом, применение турбоустановок в котельных при совместной работе с водогрейными и паровыми котлами дают следующие преимущества по сравнению с обычными котельными:

– возможность обеспечения надёжного электроснабжения для собственных нужд, экономию благородных топлив, сжигаемых в котельных;

– бесперебойное электроснабжение котельных при любых аварийных ситуациях в энергосистеме;

– надёжное теплоснабжение жилых районов и промышленных предприятий, сохраняется связь котельной с энергосистемой, что

обеспечивает надёжное покрытие собственных нужд при прекращении подачи электроэнергии;

– установленная энергетическая мощность, как правило, превышает потребность собственных нужд котельной, в связи с чем, есть возможность отпускать потребителям кроме тепла и электроэнергию при небольших дополнительных капиталовложениях.

В рамках Генсхемы газоснабжения и газификации Иркутской области разработана стратегия освоения ресурсов углеводородного сырья для газоснабжения Иркутской области предусматривающая создание 4-х региональных центров газодобычи:

1. Южного - на базе освоения Чиканского и Ковыктинского ГКМ (потребители – Саянск, Иркутск, Ангарск), а также Атовского ГКМ для газоснабжения южных районов.

2. Братского - на базе освоения Братского ГКМ для газоснабжения Братского индустриального узла (в том числе предприятий целлюлозно-бумажной промышленности, муниципального автотранспорта и коммунального хозяйства г. Братска, и ряда населенных пунктов).

3. Усть-Кутско-Киренского - на базе освоения Марковского НГКМ, Дулисьминского НГКМ, Аянского ГМ и Ярактинского НГКМ для газоснабжения потребителей Усть-Кутского-Киренского региона, а также Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов.

4. Северного – на базе освоения Верхнечонского с последующим вовлечением Вакунайского НГКМ и северных лицензионных участков, расположенных на границе с республикой Саха (Якутия), вблизи строящейся трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО).

Перечень крупных котельных, которые имеют потенциал для перевода в мини-ТЭЦ на базе противодавленческой турбины или надстройки ГТУ представлен в таблице 3.6.4.Оценивать реализацию разных сценариев комбинированной выработки тепловой и электрической энергии следует в соответствии с генеральной схемой газоснабжения и газификации Иркутской области, так как основным топливом для ГТУ является природный газ.

В местах, где присутствуют проблемы с транспортировкой природного газа, следует предусмотреть вариант с противодавленческой турбиной. В таких городах как Иркутск и Братск, к которым схемой газоснабжения и газификации региона предусмотрен подвод трубопроводов газоснабжения, возможны варианты с надстройкой ГТУ. На перспективу в инвестиционных проектах преобразования крупных котельных в мини-ТЭЦ не планируется.

Таблица 3.6.4. Перечень крупных котельных, потенциально возможных для перевода в режим мини-ТЭЦ

Теплоисточник	Уст. мощн., Гкал/ч	Расч. нагрузка, Гкал/ч	Кол-во котлов	Марка котлов	Топливо
Муниципальные котельные					
Слюдянское муниципальное образование					
Котельная «Центральная»	43,05	29,312	4	КЕ-25-14С	б/уголь
Котельная «Перевал»	11,193	8,01	3	КЕ-6,5-14С	б/уголь

Теплоисточник	Уст. мощн., Гкал/ч	Расч. нагрузка, Гкал/ч	Кол-во котлов	Марка котлов	Топливо
Котельная «Рудо»	15,211	5,193	3	КЕ 10-14С (2) КЕ 6,5-14С (1)	б/уголь
Тайшетское муниципальное образование					
г. Тайшет, котельная № 1, ул. Индустриальная	45	24,4	4	КЕ25-14С	б/уголь
Усть-Кут					
Котельная «Лена»	108,00	86,30	6	КЕ 25-14 (2) КВТСВ 20-150 (4)	б.уголь
г. Свирск					
ООО «Центральная котельная»	75	46,8	3	КЕ-50-40/14	к/уголь; б/уголь;
Муниципальное образование «Казачинско-Ленский район»					
Котельная ВРК-1 ул.Бурлова 1Е	56	14,97	4	КЕВ-25-14	уголь
«Центральная!» п. Магистральный	22,4	19,8	4	ДКВР 10/13	б/уголь
г. Иркутск					
КСПУ	257	206	5	БКЗ 75-39 (5)	Уголь
г. Тулун					
Котельная-1	60	33,19	3	КВТС-20-150	б/уголь
Вихоревское городское поселение					
Водогрейная котельная	80	48,56	4	КВТС-20	б/уголь
Суммарный потенциал	**787,85**	**525,86**			
Ведомственные котельные					
Тыретское муниципальное образование					
ОАО «Тыретский солерудник»	60	20,34	4	КВ-ТС-10-15ПВ	б/уголь
Муниципальное образование «Усольский район»					
Кот. КЭЧ «Белая»	45	24,5	4	ДЕ 16-14	мазут
Терминал г.Усть-Кут	72,00	35,60	7		мазут
г. Братск					
Котельная 45 квартала ООО «Братская электрическая компания»	148,8	101	5	КЕ-50-14-225 (2) КВТС 30 (1) КВ-Р-35-150-1 (2)	бурый уголь
г. Иркутск					
ИАЗ-филиал ОАО «Корпорация»-«ИРКУТ» № 2	204,84	160	6	ДЕ-25-14ГМО (2); ПТВМ-50 (2) БЭМ25/1,4-225 (2)	мазут
Суммарный потенциал	**530,64**	**341,44**	-	-	-

3.7. Перечень перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей

3.7.1. Цифровизация. Цифровая трансформация

С 2017 года в России стала активно формироваться и реализовываться политика перехода к цифровой экономике. Была разработана и утверждена

Программа «Цифровая экономика Российской Федерации», утвержден Указ Президента Российской Федерации «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». В Указе предельно концентрированно определены приоритеты по цифровому преобразованию экономики страны, включая конкретно и отрасли энергетики.

В целях цифровой трансформации отраслей ТЭК, создания условий для внедрения в них цифровых технологий, с учетом приоритетов, обозначенных Президентом Российской Федерации, и положений утвержденной в 2017 году национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» Минэнерго России при активном участии компаний ТЭК сформирован ведомственный проект «Цифровая энергетика».

Проект Минэнерго направлен на преобразование энергетической инфраструктуры Российской Федерации посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений, для повышения ее эффективности и безопасности.

В рамках реализации проекта сформировано целевое видение цифровизации, а также базовые требования и критерии к внедряемым решениям, что позволит состыковать их в доверенной цифровой среде. Для достижения ключевой задачи по цифровой трансформации энергетики проектом до 2024 года предусмотрен ряд мероприятий по четырем направлениям.

Ключевым из них является общее для всех отраслей ТЭК направление по созданию условий для разработки и развития цифровых сервисов и решений. В его рамках предполагается выстроить систему управления, координации и мониторинга цифровой трансформации ТЭК России, и, прежде всего, обеспечения цифровизации государственного управления и контрольно-надзорной деятельности в отраслях ТЭК. Это позволит сделать взаимодействие государства, компаний ТЭК и потребителей максимально удобным и защищенным.

В рамках электроэнергетики, такая модель управления помогает упростить взаимодействие с информационными системами органов исполнительной власти, АО «СО ЕЭС», АО «АТС» и другими субъектами энергетики (генерация, территориальные сетевые компании, энергосбытовые компании, потребители) в рамках единой цифровой среды.

В целях обеспечения единой позиции по вопросам цифрового развития отраслей ТЭК в 2019 году начато формирование системы координации и мониторинга цифровой трансформации ТЭК России. Ее ключевым элементом является, сформированный под председательством Министра энергетики Российской Федерации А.В. Новака, совет по цифровой трансформации отраслей ТЭК. Также ведущими компаниями ТЭК при участии Минэнерго России созданы центры компетенций в электроэнергетике, нефтегазовой отрасли и угольной промышленности. Их основные задачи – определение направлений и приоритетных технологий для отраслей ТЭК, нормативных и технологических барьеров для их внедрения, а также разработка «дорожных карт» цифрового развития отраслей ТЭК.

Определение консолидированного видения целевого состояния отраслей ТЭК в процессе цифровой трансформации предусмотрено в рамках Концепции цифровой трансформации ТЭК на среднесрочный (2024 год) и долгосрочный период (2035 год) – ключевого документа цифрового развития отраслей ТЭК, разработка которого осуществлялась Минэнерго России в 2019 году. Документ содержит различные сценарии и прогнозы развития цифровых технологий в ТЭК и приоритетные направления цифровой трансформации, а также закладывает основу для формирования единого информационно-технологического пространства ТЭК.

В России единая энергосистема пока не нуждается в глобальной трансформации, однако растущая неэффективность электроэнергетики становится сдерживающим фактором для развития экономики. Частью цифровой экономики станет цифровая энергетика.

«Цифровая энергетика» — понятие сложное. Даже внутри Минэнерго России есть разные мнения о том, как его понимать.

Накопленная неэффективность ЕЭС приводит к тому, что конечная цена для промышленных потребителей, в сопоставимых условиях, находится на уровне многих западных стран. Сказываются такие факторы, как особенности государственного регулирования, многочисленные «добавки» к цене мощности на оптовом рынке, низкая плотность потребления электроэнергии, значительный объем резервных мощностей, социально-ориентированная политика, высокая стоимость капитала и строительства, низкая производительность труда.

Растущая неэффективность российского электроэнергетического сектора, приводящая к повышению тарифов и цен на электронергию для потребителей, — ключевой вызов для отрасли. Она способна с большой вероятностью стать сдерживающим фактором для развития экономики, существенная часть которой основана на энергоемком производстве.

Основные изменения затронут инфраструктуру распределительных сетей 110 кВ и ниже. Структурные и технологические особенности построения энергосистем будут основаны на интернет-технологиях.

Основная цель проекта «Цифровая трансформация электроэнергетики России» — повышение надежности и эффективности функционирования Единой энергосистемы России «путем внедрения риск-ориентированного управления на базе цифровых технологий, и в первую очередь технологий промышленного Интернета».

Пример такого подхода к управлению активами — системы прогнозирования технического состояния оборудования, так называемая предиктивная аналитика, прогнозирующая отклонения в работе оборудования и предотвращающая аварийные ситуации. Системы прогностики состояния промышленного оборудования превращают поток технологической информации в важные для менеджмента сведения.

В мировой практике в последнее время управление спросом стало полноценным инструментом обеспечения баланса спроса и предложения в энергосистемах. Значительный потенциал управления спросом сосредоточен у потребителей розничного рынка — средних и малых, а также в бытовом

секторе. Однако ресурс управления спросом розничного потребителя слишком мал, чтобы удовлетворять требованиям, предъявляемым на оптовом рынке, а затраты на взаимодействие с системными операторами или операторами оптового рынка слишком высоки. Поэтому использование потенциала требует специальных нормативных, организационных и технических решений. Один из возможных способов решения задачи — создание специализированных организаций.

Цифровизация электроэнергетики, в отличие от других технологических направлений, поддерживающих традиционное, экстенсивное развитие отрасли, позволяет заметно снизить темпы этого развития без ущерба для надежности и стоимости энергоснабжения, за счет более эффективного использования существующей энергетической инфраструктуры, которая при этом получает своего информационного двойника — «энергетический Интернет».

Наиболее важными (ключевыми) и основными подходами к формированию единой цифровой среды являются:

– создание единой цифровой модели сети (CIM);

– интеграция и объединение различных ИТ-систем на различных иерархических уровнях (SCADA, ГИС, ОЖУР, OMS, DMS, AMI и др.), сквозная передача данных в технологические и корпоративные информационные системы и обратно на базе CIM-модели;

– интеграция сетевых информационных (технологических и корпоративных) систем, обеспечивающая обмен данными между сетевыми компаниями, удаленными друг от друга объектами и всеми заинтересованными участниками взаимодействия, связанными технологическими процессами.

Все проекты реализуются с учетом технико-экономической целесообразности, и к затратам на внедрение цифровых технологий целесообразно относить расходы на все технологии, системы и программно-аппаратные комплексы, задействованные в считывании/обработке и передаче данных. Сроки окупаемости различных цифровых технологий составляют от 5 до 10 лет.

Безусловно, цифровизация отрасли невозможна без масштабного физического обновления генерирующего и сетевого оборудования. Однако старое оборудование должно не просто заменяться аналогичным или технически прогрессивным — необходимо обеспечить возможность его встраивания в создаваемый «энергетический Интернет», сделать его активной частью новых систем управления технологическими процессами и экономическими взаимодействиями от локального до национального уровня.

Именно здесь, в сфере систем управления функционированием и развитием электроэнергетики, потребуются наиболее масштабные изменения, которые приведут в итоге к качественной трансформации условий энергоснабжения потребителей за счет основных принципов:

- повышения автоматизации, обеспечивающего бóльшую оперативность реакции технических устройств и систем, субъектов рынка на изменяющиеся внешние условия — с приближением к реальному времени;

- повышения информатизации, обеспечивающего за счет роста объемов и скорости передачи данных новый уровень в наблюдаемости и контроле состояния, в управляемости режимов работы отдельных технических устройств и энергосистемы в целом, в информационной прозрачности механизмов конкурентного рынка для всех его субъектов;

- повышения интеллектуальности на всех уровнях систем управления функционированием энергосистемы и рыночными операциями. При новых уровнях информатизации и автоматизации этот третий компонент обеспечивает не только «реакцию по фактическому состоянию», но и «реакцию по прогнозу», исходя из оценки вероятных изменений производственных параметров отдельных устройств, технических систем, рыночной конъюнктуры.

Иными словами, целью цифровизации является внедрение интеллектуальных систем управления в технологическое управление распределительными сетями, что позволит обеспечить одновременный рост капитализации и качественное выполнение социальной функции эксплуатирующих сетевых и энергосбытовых компаний в существующих экономических условиях и модели рынка.

В первую очередь цифровизация подразумевает изменение логики технологического процесса в результате внедрения цифровых технологий, основывающихся на анализе бóльших данных. В перспективе такие технологии дают возможность обеспечить принятие быстрых решений по управлению компанией, взаимосвязь всех информационных цифровых потоков между собой, в том числе на базе облачных технологий, чтобы обрабатывать данные полученные с помощью телеметрии или в результате применения методов «дорасчета» для оперативно-технологического управления сети (ТИ, ТС, ИПУ, ИВК и т.д.) в информационных системах ЦУС, которые поступают в достаточном объеме для оперативно-технологического и ситуационного управления.

На основании Указов Президента Российской Федерации от 9 мая 2017 года № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы» и от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», в которых определены национальные цели и стратегические задачи развития Российской Федерации на период до 2030 года, а также распоряжения Правительства Российской Федерации от 28 июля 2017 года № 1632р, утверждающего программу «Цифровая экономика Российской Федерации» ПАО «Россети» была разработана концепция «Цифровая трансформация 2030».

Цифровая трансформация позволяет повысить надежность, качество, доступность оказания услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению потребителей, сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электроэнергии между

субъектами электроэнергетики, а также развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг. В основе цифровой трансформации лежит совершенствование единой технической политики компании с учетом необходимых изменений технологических и корпоративных процессов, разработки новых СТО.

Задачи цифровой трансформации:

- улучшение характеристик надежности электроснабжения потребителей.
- повышение эффективности компании.
- повышение доступности электросетевой инфраструктуры.
- развитие кадрового потенциала и новых компетенций.
- диверсификация бизнеса компании за счет дополнительных сервисов.

Основные принципы цифровой трансформации:

- обеспечение наблюдаемости сетевых объектов и режимов их работы;
- обеспечение снижения потерь электроэнергии;
- оптимизация операционных и капитальных затрат;
- сокращение сроков технологического присоединения;
- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- повышение открытости и прозрачности деятельности компании;
- сдерживание темпов роста тарифов;
- создание общедоступной, надежной, прозрачной и проверяемой системы интеллектуального коммерческого учета электроэнергии;
- создание инфраструктуры для простого и эффективного взаимодействия с потребителями (управление нагрузкой, распределенная генерация);
- создание возможности для автоматизации контрактных отношений (smart-контракты) в части оказания услуг по передаче, технологическому присоединению и др.

Единая цифровая среда технологических данных позволит проводить аналитические исследования в целях принятия оптимальных управленческих решений, а также анализировать информацию о состоянии оборудования, прогнозировать вероятность и последствия отказов для снижения рисков выхода оборудования из строя путем своевременного адресного ремонта или замены.

В целях оценки уровня цифровизации и достигаемых эффектов при внедрении цифровых решений в рамках реализации программ цифровой трансформации был разработан показатель – Индекс цифровизации. Данный показатель учитывает степень применения цифровых технологий по следующим направлениям:

- технологические информационные системы;
- корпоративные информационные системы;
- телекоммуникационная инфраструктура;
- кибербезопасность;
- системы визуализации процессов и активов;
- инструменты аналитики;
- взаимодействие с потребителями: текущие и новые сервисы.

Для создания цифровой электрической сети непрерывно создаются различные цифровые технологии для различных направлений. Перечень существующих и перспективные цифровые технологии представлен в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1. Существующие и перспективные цифровые технологии

Существующие (2019-2024 гг.)	Перспективные (2025-2030 гг.)
Информационные системы управления	
ADMS-системы с поддержкой функционала: SCADA, DMS, EMS, OMS, GIS, AMI, WFM, базирующиеся на модель сети с процессором топологий.	Сетецентрические двухконтурные онлайн и офлайн системы поддержки приятия решений, основанные на онтологии бизнес-процессов деятельности и математической модели сети как единой шины данных с элементами искусственного интеллекта (включая предиктивную риск-ориентированную аналитику).
Цифровые подстанции	
Различные архитектуры построения вторичных цепей защит и автоматики (централизованной, распределенной, комбинированной) с применением протокола IEC 61850. Преимущественно с традиционной архитектурой вторичных цепей. На существующих технических решениях в части коммутационного, измерительного и распределительного оборудования, терминалов защит и автоматики.	Компактные Plug-n-Play центры питания, работающие преимущественно с применением цифровых каналов связи. Вероятно, иной архитектуры по первичным цепям, не требующие специальной длительной наладки при вводе в эксплуатацию, выполненные по цифровым проектам. Имеющие в своем составе интеллектуальное коммутационное оборудование, цифровые системы измерений и контроллеры присоединений (интегрированные функции защит и автоматики, учета и передачи данных), вероятно не требующие индивидуальной настройки системы предиктивной диагностики.
Автоматизации процессов ликвидации аварий воздушных (кабельных) сетей	
Преимущественно распределенная автоматизация воздушных сетей с применением автоматических пунктов секционирования, управляемых разъединителей и индикаторов короткого замыкания. Централизованная (с применением индикаторов аварийных событий) автоматизация кабельных сетей. С интеграцией в ADMS-системы.	Адаптивные автокластерные (состоящие из элементарных автоматизированных ячеек) сети оптимальной топологии, рассчитанной с применением цифровых моделей сети, с интеллектуальными автоматическими устройствами (не требующими индивидуальных настроек), а также неавтоматическими, необслуживаемыми делителями сети, интегрируемые в онлайн и офлайн системы поддержки принятия решений.
Интеллектуальные системы учета и энергомониторинга	
Системы АИИС КУЭ (AMI) и интеллектуальные приборы учета электроэнергии. Системы энергомониторинга узлов нагрузки на границах балансовой принадлежности и узлах нагрузки сетей. С интеграцией в соответствующие задачи ADMS-систем.	Интеллектуальные системы энергомониторинга и управления энергопотреблением. Измерительные контроллеры на уровне конечных потребителей, поддерживающие технологии промышленного интернета вещей (в части передачи данных), с интеграцией в онлайн и офлайн системы поддержки принятия решений, а также, вероятно, технологии распределенных реестров для реализации смарт контрактов. Измерительные контроллеры.

В рамках цифровой трансформации электрических сетей потребуется организация каналов связи с объектами всех классов напряжения с использованием широкого спектра телекоммуникационных технологий. Внедрение программно-аппаратных комплексов технологического управления и корпоративных информационных систем управления предприятием предполагает использование значительных вычислительных мощностей, требующих наличия специально подготовленных серверных помещений. Цифровая электрическая сеть должна включать в себя следующий функционал:

– анализ топологии и расчет установившегося режима в распредсети;

– автоматический расчет показателей надежности;

– выявление дефектов в сети низкого напряжения;

– дистанционное управление оперативными переключениями в нормальном и аварийном режимах, в том числе из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в отношении объектов диспетчеризации;

– автоматическое регулирование напряжения в соответствии с заданными субъектом оперативно-диспетчерского управления графиками;

– автоматизированное снижение и восстановление нагрузки, в том числе по командам субъекта оперативно-диспетчерского управления;

– перераспределение нагрузки путем реконфигурации распределительной сети;

– сглаживание «пиков» нагрузки в распределительной сети;

– управление устранением неисправностей;

– самодиагностика и самовосстановление после сбоев в работе отдельных элементов;

– управление распределенной малой генерацией для объектов генерации, не отнесенных к объектам диспетчеризации.

Объекты информационной инфраструктуры цифровой сети обрабатывают контрольно-измерительную информацию, персональные данные субъектов (абонентов), информацию для удаленного изменения настроек приборов учета и дистанционного ограничения режима потребления, информацию о параметрах (состоянии) управляемого объекта или процесса, иную критически важную технологическую информацию, представляющую коммерческую ценность в силу неизвестности третьим лицам. При этом особое значение приобретает актуальность и достоверность собираемой и передаваемой информации.

Учитывая вышеизложенное, система безопасности объектов информационной инфраструктуры должна создаваться как типовой территориально распределенный комплекс, включающий процессы, силы и средства, предназначенные для обнаружения, предупреждения компьютерных атак и ликвидации последствий компьютерных инцидентов, предотвращение несанкционированного доступа к обрабатываемой информации, уничтожения такой информации, ее модифицирования, блокирования и распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации.

Система безопасности объектов информационной инфраструктуры должна создаваться в соответствии с требованиями и положениям Федерального закона от 26 июля 2017 года № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», Федерального закона от 29 июля 2004 года № 98-ФЗ «О коммерческой тайне» и Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных», а также соответствующими подзаконными нормативно-правовыми актами.

На всех стадиях реализации концепции в ходе создания (модернизации), эксплуатации и вывода из эксплуатации объектов информационной инфраструктуры должны проводиться следующие мероприятия:

– определение объектов информационной инфраструктуры, требующих защиты, обрабатывающих конфиденциальную информацию, в том числе обрабатывающим персональные данные, присвоение им одной из категорий значимости и(или) требуемого уровня защищенности (в случае ИСПДн);

– установление требований к обеспечению безопасности объекта информационной инфраструктуры;

– разработка организационных и технических мер по обеспечению безопасности объекта информационной инфраструктуры;

– внедрение организационных и технических мер по обеспечению безопасности объекта информационной инфраструктуры и ввод в действие;

– обеспечение безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации.

Одна из основных задач систем управления этих организаций – обеспечение надежного, устойчивого и своевременного обмена данными для поддержания функционирования рынка и выполнения необходимых технологических расчетов. Взаимодействие с диспетчерскими центрами Системного оператора будет определяться развитием технологий оперативно-диспетчерского управления, осуществляемого АО «СО ЕЭС». При этом задачей электросетевого комплекса будет обеспечение информационного обмена между диспетчерскими центрами и ЦУС / объектами электроэнергетики в соответствии с требованиями, предъявляемыми АО «СО ЕЭС».

Связующим звеном для обеспечения взаимосвязи всех уровней автоматизации целевой технологической модели цифровых интеллектуальных сетей является единая информационная модель (CIM-модель). Для согласования действий в области технологического и экономического управления необходимо иметь единую информационную модель объекта управления и, следовательно, единую структуру описания данных.

Начиная с первого этапа внедрения цифровых технологий компании потребуются сотрудники с новыми компетенциями в связи с появлением новых видов оборудования, подходов к проектированию и обслуживанию электрических сетей, что влечет за собой модернизацию существующей системы подготовки и переподготовки кадров. Фокус будет смещен на более

высококвалифицированные должности для сотрудников, обладающих знаниями и навыками в области новых цифровых технологий.

Цифровизация и цифровая трансформация подразумевает существенное преобразование корпоративной культуры.

3.7.2. Интеллектуальная система коммерческого учета электрической энергии

В целях реализации требований Федерального закона от 27 декабря 2018 года № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации», для детального и точного учета энергоресурсов, повышения энергоэффективности, а также в связи с моральным и физическим износом и истечением межповерочного интервала большинства установленных средств учета электрической энергии:

- ООО «Иркутскэнергосбыт» предлагает внедрить Интеллектуальную систему учета электрической энергии (далее ИСУ ЭЭ) в многоквартирных жилых домах (далее МКД);
- ОГУЭП «Облкоммунэнерго» предлагает внедрить автоматизированную информационно-измерительной систему учета электроэнергии (далее АИИС УЭ) в частном секторе и у юридических лиц, входящих в зону деятельности ОГУЭП «Облкоммунэнерго».
- В соответствии с Федеральный законом от 27 декабря 2018 года № 522, АО «БЭСК» предлагает внедрить автоматизированную информационно-измерительной систему учета электроэнергии (далее АИИС УЭ) в частном секторе и у юридических лиц, имеющих технологическое присоединение к сетям АО «БЭСК», соответствующую утвержденным критериям.

Внедрение ИСУ ЭЭ в населенных пунктах Иркутской области позволит:

- снизить расходы электроэнергии на содержание общедомового имущества до нормативных значений за счет получения достоверных данных коммерческого учета;
- увеличить полезный отпуск потребителей;
- получить данные о параметрах качества электрической энергии;
- выборочное получить профили расхода электрической энергии по приборам учета;
- стимулировать потребителей к применению в быту более энергоэффективных приборов и технологий;
- формировать счета на оплату фактически потреблённого ресурса;
- снизить размер разногласий между ГП и потребителем;
- выполнять централизованное дистанционное отключение потребителей при нарушении договорных условий, что позволит сократить операционные затраты;
- получать оперативно информацию о потреблении электрической энергии и балансы в режиме реального времени, о качестве электрической энергии.

Основные риски при реализации проекта представлены в таблице 3.7.2.

Таблица 3.7.2. Основные риски при реализации проекта

Вид риска	Характеристика	Способы хеджирования
Ценовой	Вероятность существенного роста цен на оборудование и материалы	Будут проводиться закупочные процедуры, цена сделки будет фиксированной.
Финансовый	Вероятность недостаточности финансирования в 2021-2030гг.	1. Работа по включению в тариф доли средств, необходимых для уплаты контрагенту. 2. Поиск альтернативных способов рефинансирования задолженности под обеспечение имущества.
Процентный	Существенный рост процентной ставки по привлеченным средствам	1. Размер процентной ставки будет зафиксирована в кредитном договоре. 2. Поиск альтернативных способов рефинансирования при резком повышении процентной ставки
Правовой	Вероятность юридических ошибок в договоре	Проведение юридической экспертизы
Валютный риск	Риск резких колебаний курсов иностранных валют	Определение стоимости строительства в российских рублях.

3.7.2.1. Интеллектуальная система учета электрической энергии в многоквартирных жилых домах

В таблице 3.7.3. приведены данные по количеству МКД, находящиеся в зоне действия ООО «Иркутскэнергосбыт» в настоящее время.

Таблица 3.7.3. Информация о МКД в зоне ООО «Иркутская энергосбытовая компания»

№	Наименование МО	Кол-во домов	№	Наименование МО	Кол-во домов
1	Левобережное	2 978	10	Усть-Илимское	564
2	Ангарское	2 535	11	Тайшетское	552
3	Правобережное	2 234	12	Саянское	453
4	Братское	1 910	13	Шелеховское	434
5	Усольское	917	14	Нижнеилимское	349
6	Слюдянское	898	15	Киренское	244
7	Черемховское	898	16	Восточное	232
8	Тулунское	743	17	Мамско-Чуйское	114
9	Усть-Кутское	611			
Всего количество многоквартирных жилых домов:					16 666
Информация по количеству лицевых счетов, шт.					
всего в МКД			721 587		
в том числе без ИПУ			44 123		
в том числе без ИПУ, %			6%		

Стоимость реализации проекта определена расчетом на основании техно-коммерческих предложений потенциальных подрядчиков, количества потребителей в МКД с учетом замены имеющихся у потребителей приборов учета, на интеллектуальные.

Таблица 3.7.4. Стоимость реализации проекта

№	Наименование	ед. изм.	Ежегодный резервный фонд (2%)	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Приобретение интеллектуальных ПУ, в т.ч	шт.	12 709	36 716	37 550	46 771	92 004	92 004
	Стоимость приборов учета	млн. руб	55,468	130,885	146,260	205,660	439, 211	461,172
2.	Приобретение базовых станций для передачи данных, в т.ч	шт.	25	5	30	85	30	30
	Стоимость базовых станций	млн. руб	0,958	0,193	1,161	3,292	1,162	1,162
3.	Стоимость ПО	млн. руб	0	5,450	0,945	0,992	1,041	1,094
	Установка и наладка ПО	млн. руб	-	0,600	-	-	-	-
	Техническая поддержка	млн. руб	-	0,900	0,945	0,992	1,042	1,094
	Программное обеспечение сбора, обработки и анализа данных (ЦОД)	млн. руб	-	14,400 0	-	-	-	-
4.	Наладочные работы	руб./ шт.	-	588	588	588	588	588
	Монтаж коммуникационного оборудования	руб./ шт.	-	2 880	2 880	2 880	2 880	2 880
	Стоимость СМР, ПНР, в том числе:	млн. руб	63,431	61,352	66,633	90,059	191,079	191,079
5.	Серверное оборудование.	млн. руб	-	2,719	-	-	-	-
Стоимость ИСУ ЭЭ, всего, млн руб:			119,857	215,000	215,000	300,003	632, 494	654,507

В общих чертах проект направлен на улучшение платежной дисциплины, сокращение затрат на проведение работ по отключению/подключению абонентов, снятие разногласий с сетевыми организациями и управляющими компаниями.

Также имеется дополнительный эффект по привлечению для работ местных подрядных организаций, и, как следствие, создание новых рабочих мест на время реализации проекта, что позволит увеличить поток налоговых поступлений в региональный и местные бюджеты.

Внедрение данного проекта планируется только за счет внесения затрат в тарифно-балансовое решение ООО «Иркутская энергосбытовая компания» на 2021-2030 годы.

3.7.2.2. Автоматизированная информационная-измерительная система учета электроэнергии в частном секторе

В таблице 3.7.5. приведены данные по количеству потребителей частного сектора и юридических лиц, находящиеся в зоне действия ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в настоящее время.

Таблице 3.7.5. Количество потребителей физических и юридических лиц в зоне деятельности ОГУЭП «Облкоммунэнерго»

№ п/п	Филиалы ОГУЭП "Облкоммунэнерго"	Количество ПУ потребителей		
		Физические лица, частный сектор, шт.	Юридические лица, шт.	Всего, шт.
1	Ангарские электрические сети	8150	3645	11795
2	Усольское подразделение АЭС	10624	1693	12317
3	Иркутские электрические сети	9038	928	9966
4	Слюдянское подразделение ИЭС	7526	995	8521
5	Киренские электрические сети	4620	580	5200
6	Мамско-Чуйские электосети	944	201	1145
7	Нижнеудинские электрические сети	14110	1303	15413
8	Тулунское подразделение НЭС	12422	1108	13530
9	Саянские электрические сети	2 987	691	3678
10	Зиминское подразделение	12948	1212	14160
11	Тайшетские электрические сети	13 137	1 092	14229
12	Усть-Кутские электрические сети	10 865	1 799	12664
13	Усть-Ордынские электрические сети	17737	1919	19656
14	Черемховские электрические сети	14 369	1 351	15720
Итого:		139 477	18 517	157 994

В таблице 3.7.6. приведены данные по оснащению интеллектуальными приборами учета электрической энергии потребителей, имеющих присоединение к электрическим сетям ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в период на 2020-2024 годы.

Таблица 3.7.6. Данные по оснащению потребителей ИПУ

№ п/п	Филиал ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	Оснащение ИПУ потребителей в период с 2020-2024гг.				
		2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.
1	Ангарские электрические сети	1887	2005	1863	1910	1840
2	Усольское подразделение АЭС	1970	2093	1946	1995	1921
3	Иркутские электрические сети	1594	1694	1574	1614	1554
4	Слюдянское подразделение ИЭС	1363	1448	1346	1380	1329
5	Киренские электрические сети	832	884	821	842	811
6	Мамско-Чуйские электрические сети	183	194	180	185	178
7	Нижнеудинские электрические сети	2466	2620	2435	2496	2404
8	Тулунское подразделение НЭС	2164	2300	2137	2191	2110
9	Саянские электрические сети	588	625	581	595	573
10	Зиминское подразделение	2265	2407	2237	2293	2208
11	Тайшетские электрические сети	2276	2418	2248	2305	2219
12	Усть-Кутские электрические сети	2026	2152	2000	2051	1975
13	Усть-Ордынские электрические сети	3144	3341	3105	3184	3066
14	Черемховские электрические сети	2515	2672	2483	2546	2452
Итого:		25 273	26 853	24 956	25 587	24 640

Стоимость реализации проекта без учета тендерного снижения определена на основании техно-коммерческих предложений потенциальных подрядчиков, количества потребителей с учетом замены имеющихся приборов учета.

Таблица 3.7.7. Оснащение ИПУ потребителей в период на 2020-2024 годы

Наименование	Год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Стоимость ИСУ ЭЭ, тыс. руб.	561 264	596 352	554 232	568 248	547 200
Всего, тыс.руб:					2 827 296

Внедрение данного проекта планируется за счет инвестиционной программы предприятия на 2020-2024 ггоды и за счет субсидирования из областного бюджета Иркутской области.

3.7.2.3. Автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии АО «БЭСК»

В таблице 3.7.8 приведены данные по количеству приборов учета, установленных в частных домовладениях и у юридических лиц, которые имеют технологическое присоединение к сетям АО «БЭСК» в настоящее время.

Таблица 3.7.8. Количество приборов учета у физических и юридических лиц, технологически присоединенных к сетям АО «БЭСК»

№ п/п	Районы электрических сетей	Количество ПУ потребителей		
		Физические лица, частный сектор, шт.	Юридические лица, шт.	Всего, шт.
1	РЭС-1	10 865	4 395	15260
2	РЭС-2	14 897	2 714	17611
3	РЭС-3	8 753	1 014	9767
4	РЭС-4	349	835	1184
5	РЭС-"Иркутский"	3 614	676	4290
Итого:		38 478	9 634	48 112

В таблице 3.7.9 приведены данные по планируемому оснащению интеллектуальными приборами учета электрической энергии потребителей, имеющих технологическое присоединение к электрическим сетям АО «БЭСК» на 2020-2024 годы.

Таблица 3.7.9 Данные по оснащению потребителей ИПУ

№ п/п	Районы электрических сетей	Оснащение ИПУ потребителей в период с 2020-2024гг.				
		2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.
1	РЭС-1	3249	3161	2501	3647	2702
2	РЭС-2	2798	3847	2615	4556	3795
3	РЭС-3	600	2526	2740	2069	1832
4	РЭС-4	120	120	589	34	321
5	РЭС-"Иркутский"	450	450	1418	1000	972
Итого:		7 217	10 104	9 863	11 306	9 622

В таблице 3.7.10 приведены данные по стоимости реализации проекта на основании коммерческих предложений потенциальных подрядчиков, количества потребителей с учетом замены имеющихся у потребителей приборов учета на интеллектуальные приборы.

Таблица 3.7.10. Оснащение ИПУ потребителей в период с 2020-2024 годы

Наименование	Год				
	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.
Стоимость, тыс. руб без НДС	148 861	202 726	204 481	228 603	204 278
Всего, тыс.руб без НДС:					988 949

Расходы АО «БЭСК», понесенные для внедрения интеллектуальной системы учета, подлежат включению в состав тарифа на услуги по передаче электрической энергии и (или) платы за технологическое присоединение в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

3.8. Прогноз роста генерирующих мощностей Иркутской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

В рамках государственной программы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019-2024 годы, утвержденной постановлением Правительства Иркутской области от 11 декабря 2018 года № 915-пп, на территории Иркутской области реализуются проекты по строительству возобновляемых источников электроэнергии.

За счет средств областного и местного бюджетов реализованы проекты по вовлечению возобновляемых источников электроэнергии – строительство солнечно-дизельных станций в с. Онгурен, Ольхонского района мощностью 81 кВт, и д. Нерха, Нижнеудинского района мощностью 121,5 кВт.

В 2019 году введен в эксплуатацию 1 этап комбинированной солнечно-дизельной электростанции в д. Карнаухова Казачинско-Ленского района мощностью 40 кВт. Эффект от внедрения составляет до 40 % замещения солнечной генерацией.

Согласно отчету о работе СЭС за период с 2018 – 2019 годов сгенерировано 277 МВт·ч «Солнечной энергии», что экономит по расчетным данным около 45% от общей затраты топлива (70 тыс. литров). Экономический эффект, с учетом стоимости топлива, его доставки, ресурсов генератора и его обслуживания по себестоимости за кВт·ч (≈ 30 руб./кВт·ч) составил 8,5 млн. руб.

В значительно меньшей степени используются ветроэнергетические ресурсы: кроме с. Онгурен, 2 небольшие ветроустанови, о мощности одной из них данные отсутствуют. Суммарная установленная мощность ветроустановок (ВЭУ) составляет 19 кВт. Мониторинг работы небольших ВИЭ не ведется, поэтому данные о выработке энергии, вытеснении топлива и прочие показатели отсутствуют.Информация о существующие возобновляемых энергоисточниках Иркутской области представлена в таблице 3.8.1.

Таблица 3.8.1. Существующие возобновляемые источники электроэнергии

Район	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	
		ВЭУ	СЭС

Иркутский	Кордон Кадильный Прибайкальского нац. парка	н/д	1
	б/о «Бухта Крестовая»		2,5
Нижнеудинский (Тофалария)	п. Нерха		121,5
Ольхонский	с. Онгурен	15	81
	т/б «Зама»		9
	урочище Узуры (о. Ольхон)	4	1,2
Слюдянский	ООО «РемБытПутьМаш» г. Слюдянка		2
Всего:	**237,2**	**19**	**218,2**

В рамках вышеуказанной государственной программы на 2020-2021 годы предусмотрены мероприятия, представленные в таблице 3.8.2.

Таблица 3.8.2. Перечень мероприятий по строительству возобновляемых источников электроэнергии

Наименование мероприятия	Наименование населенного пункта	Технические характеристики	Объем средств обл. бюджета, тыс. рублей	
			2020	2021
Строительство комбинированной солнечной дизельной электростанции АНГА-2	с. Верхняя Гутара		94 560,0	36 992,9
Строительство объекта «Автономная солнечная электростанция (АСЭС)	с. Ермаки	40 кВт	16 519,9	-
Строительство системы накопления электроэнергии (СНЭ)		144 кВт *час		
Строительство объекта «Автономная солнечная электростанция (АСЭС)	д. Карнаухова	40 кВт	3 825,0	-
Строительство системы накопления электроэнергии (СНЭ) 2 этап		144 кВт *час		
Всего:			**114 904,9**	**36 992,9**

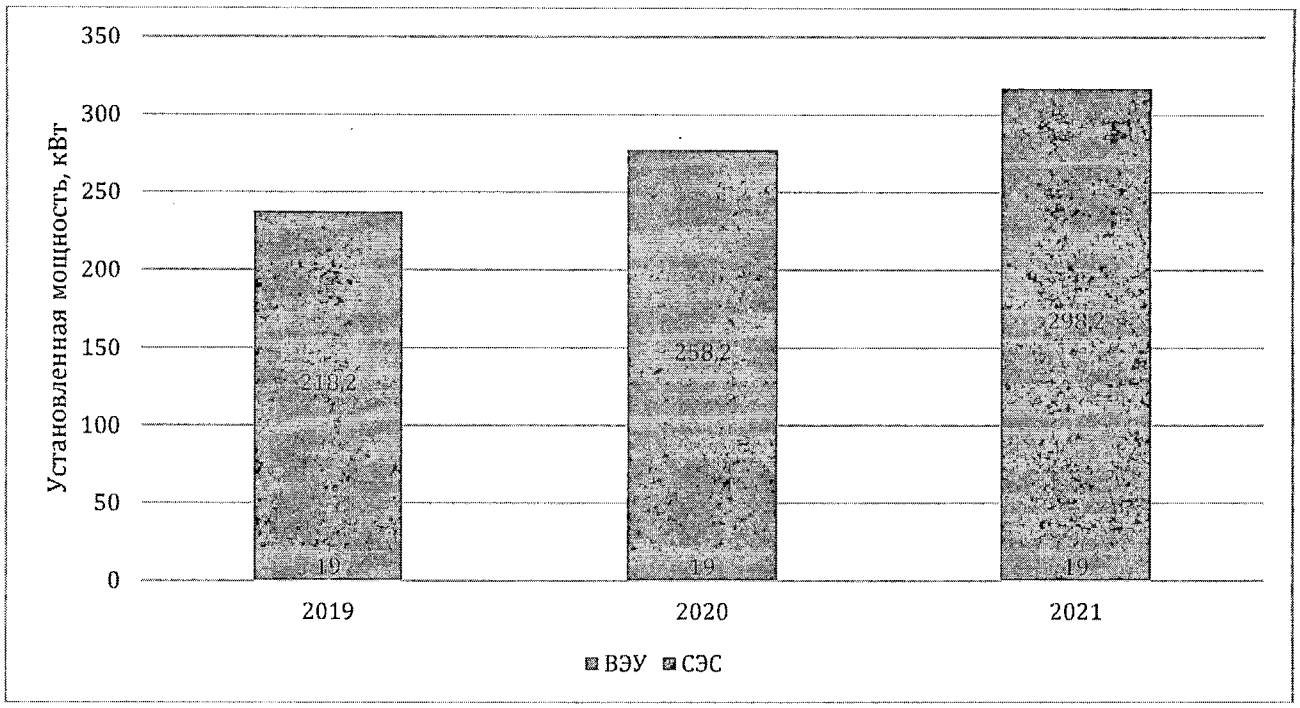


Рисунок 3.4. – Прогноз роста генерирующих мощностей Иркутской области на основе возобновляемых источников энергии

3.9. Перспективные балансы производства и потребления электрической мощности на 5-летний период

Информация о максимуме и минимуме потребления электрической мощности в Иркутской области за 2019 г представлена на рисунке 3.5.

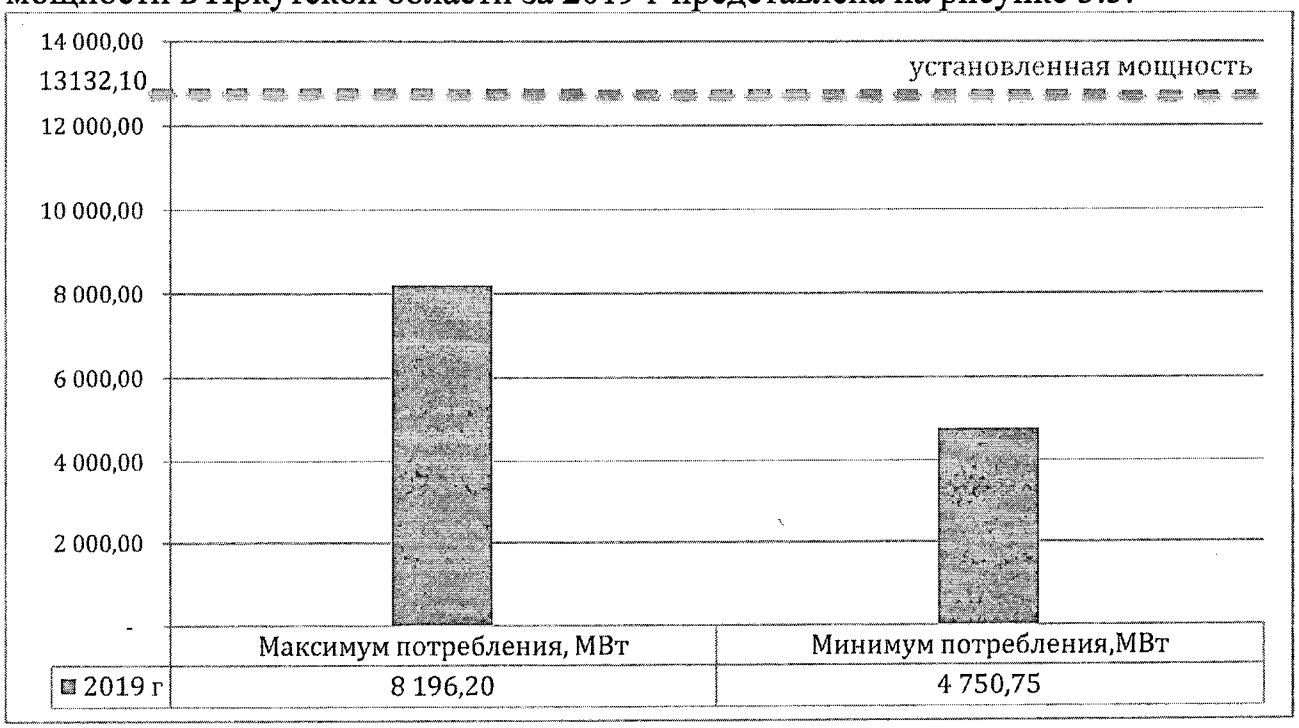


Рисунок 3.5. – Максимум и минимум потребления электрической мощности в Иркутской области за 2019 год

В перспективе до 2026 года согласно данным СиПР ЕЭС в Иркутской области планируются строительство новых электростанций промышленными предприятиями ПАО «Газпром» - ГТЭС Ковыктинского газоконденсатного месторождения, и ООО «Иркутская нефтяная компания» - ТЭЦ ООО «ИНК».

Кроме того, ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация» планирует модернизацию генерирующего оборудования с увеличением мощности Иркутской ГЭС – на 91,6 МВт. ПАО «Иркутскэнерго» планирует модернизацию генерирующего оборудования с увеличением мощности Иркутской ТЭЦ-6 на 5,0 МВт, а также вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Участка № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1) на 79,0 МВт.

Динамика роста установленной мощности и потребления мощности энергосистемы Иркутской области в перспективе на 5 лет представлена на рисунке 3.6.

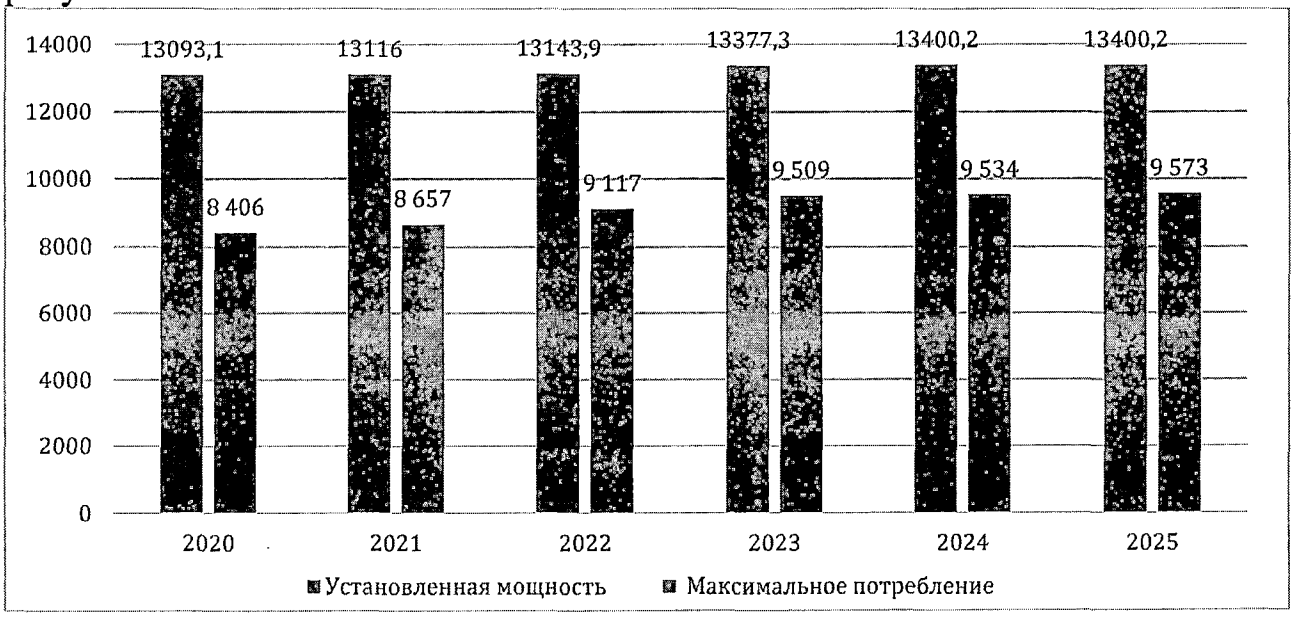


Рисунок 3.6. – Динамика роста установленной мощности и потребления мощности энергосистемы Иркутской области 2020-2025 годов

3.10. Расчеты электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем, а также на пятилетний период по каждому году потребления электрической энергии и мощности

В ходе работы были выполнены расчеты электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем, а также в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на пятилетний период по каждому году потребления электрической энергии и мощности для:

- зимних максимальных нагрузок рабочего дня;
- зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
- летних минимальных нагрузок выходного дня;
- летних максимальных нагрузок рабочего дня.

Таблица 3.10.1. Значения коэффициентов реализации по каждому учтенному в СиПР перспективному потребителю

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Центр питания	Сетевая организация
ООО «Сл Золото»	229,00	0,8	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	150,00	0,7	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ОАО «РЖД»	102,26	0,7	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Витимэнерго»	88,05	0,8	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	65,00	0,8	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Газпром»	56,50	0,9	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Транснефть-Восток»	47,80	0,8	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Транснефть-Восток»	46,20	0,8	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ЗАО «Техноинвест Альянс»	40,00	0,7	ПС 500 кВ Тулун	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Тонода»	32,00	0,8	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
ОАО «ИЭСК»	22,95	0,7	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Витимэнерго»	12,00	0,8	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Витимэнерго»	10,00	0,8	ПС 220 кВ Таксимо (Читинская ЭС)	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «РУСАЛ Тайшетский Алюминиевый завод»	1440,00	0,9	КРУЭ 220 кВ Тайшетского алюминиевого завода	ОАО «ИЭСК»
ООО «Голевская горнорудная компания»	146,00	0,8	ПС 220 кВ Туманная Республика Тыва	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	110,00	0,7	ПС 500 кВ БПП,	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «ГринФилд»	90,00	0,8	ОРУ 220 кВ Братской ГЭС	ОАО «ИЭСК»
ОАО «Финансово-строй. компания «Новый город»	42,00	0,4	ПС 220 кВ Малая Елань	ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Центр питания	Сетевая организация
ОАО «Саянскхимпласт»	36,80	0,7	ПС 110 кВ ГПП-3	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	35,80	0,7	тяговая ПС 220 кВ Слюдянка	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	35,50	0,7	тяговая ПС 220 кВ Чудничный	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	33,40	0,7	тяговая ПС 110 кВ Видим	ОАО «ИЭСК»
ИАЗ- филиал ОАО «Корпорация «Иркут»	28,80	0,7	Иркутская ТЭЦ-10	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	28,50	0,7	тяговая ПС 220 кВ Небель	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	26,20	0,7	тяговая ПС110 кВ Коршуниха	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «Сибирский Электро-Металлург. Завод»	37,00	0,7	ЛЭП 110 кВ с ПС 110 кВ для промышленного комплекса	ОАО «ИЭСК»
ООО ТК «Саянский»	22,90	0,9	ПС 110 кВ Куйтун	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	21,30	0,7	тяговая ПС 110 кВ Кежма	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	20,70	0,7	тяговая ПС110 кВ Огневка	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	20,00	0,3	здание ГПП-1 35 кВ	ОАО «ИЭСК»
ООО «Тулунский завод стеклокомпоз»	19,50	0,7	ПС 110 ТЗС	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	14,30	0,7	тяговая ПС 110 кВ Моргудон	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	11,90	0,7	тяговая ПС 220 кВ Кунерма	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	10,60	0,7	тяговая ПС110 кВ Семигорск	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	10,60	0,7	тяговая ПС110 кВ Чукша	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	10,60	0,7	тяговая ПС 220 кВ Звездная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	10,20	0,7	тяговая ПС110 кВ Зяба	ОАО «ИЭСК»
ООО «ИНК»	10,00	0,8	ПС 110 кВ	ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Центр питания	Сетевая организация
			Верхнемарково	
ПАО «Иркутскэнерго»	10,00	0,7	ПС 220 кВ Бытовая	ОАО «ИЭСК»
ООО «Красный»	15,00	0,8	ПС 220кВ Мамакан	АО «Витимэнерго»
ПАО «Высочайший»	10,00	0,8	ПС 220 кВ Сухой Лог	АО «Витимэнерго»
ООО «СЛ Золото»	8,60	0,8	ПС 220 кВ Сухой Лог	АО «Витимэнерго»
ООО «АС «Иркутская»	2,050	0,8	ПС 220кВ Мамакан	АО «Витимэнерго»
ООО «Друза»	8,402	0,8	ПС 220 кВ Сухой Лог	АО «Витимэнерго»
ООО «Угахан»	0,946	0,8	ПС 220 кВ Сухой Лог	АО «Витимэнерго»
ООО «СУЗРК»	0,650	0,8	ПС 220кВ Мамакан	АО «Витимэнерго»
ООО «ШЭСК»	9,21	0,4	Луговая	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	9,10	0,7	Еловка	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	8,54	0,7	Коршуниха	ОАО «ИЭСК»
ФКП «Управ. заказчика кап. строительства Минобороны России»	7,62	0,4	Правобережная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	6,81	0,7	Киренга	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	6,18	0,7	Коршуниха	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	5,46	0,7	Тайшет	ОАО «ИЭСК»
ОАО «Иркутскэнерго»	5,20	0,4	ТЭЦ-11	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	5,00	0,4	Левобережная	ОАО «ИЭСК»
ООО ПК «МДФ»	4,95	0,4	Стройбаза	ОАО «ИЭСК»
ООО «АкваСиб»	4,90	0,4	БЦБК	ОАО «ИЭСК»
ГКУ ИО «Служба заказчика Иркутской области»	4,90	0,2	Стеклозавод	ОАО «ИЭСК»
Дачное некоммерческое товарищество «Рассвет»	4,90	0,2	Пивовариха	ОАО «ИЭСК»
ООО «Альфа»	4,80	0,7	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Бетта»	4,80	0,7	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Гамма»	4,80	0,7	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «ИРКЛАЙФ»	4,80	0,7	Восточная	ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Центр питания	Сетевая организация
ООО «Усть-Кут-Лесосервис»	4,60	0,9	ПС 220 кВ Лена	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «Стройкомплекс»	4,56	0,4	Прибрежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Российские железные дороги»	4,52	0,7	Гидростроитель	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкомунэнерго»	4,20	0,4	Прибрежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «АкадемияСтрой»	4,00	0,4	Березовая	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	4,00	0,4	Инкубатор	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	4,00	0,4	ПС 110 кВ Северная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	3,94	0,7	Коршуниха	ОАО «ИЭСК»
ГКУ ИО «Служба заказчика Иркутской области»	3,30	0,2	Сосновый бор	ОАО «ИЭСК»
ООО « ЛенинГрад»	3,27	0,2	Бытовая	ОАО «ИЭСК»
Акционерное общество «РУСАТОМ ХЭЛСКЕА»	3,21	0,4	Правобережная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Ангара плюс»	3,20	0,4	Городская (СЭС)	ОАО «ИЭСК»
ООО «РосСибТрейд»	3,17	0,4	Пивзавод	ОАО «ИЭСК»
ОАО «МеталлАктивгруп»	3,00	0,4	Огнеупоры	ОАО «ИЭСК»
Дачное некоммерческое товарищество «Новые Черемушки»	2,61	0,2	Черемушки	ОАО «ИЭСК»
ООО «Строительная компания "Высота»	2,50	0,2	Релейная	ОАО «ИЭСК»
ООО «ОК РУСАЛ Анодная фабрика»	2,50	0,7	Акульшет	ОАО «ИЭСК»
ООО «ДеКом»	2,47	0,4	Промбаза	ОАО «ИЭСК»
ИП Кислицын Андрей Сергеевич	2,20	0,4	Березовая	ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Центр питания	Сетевая организация
ООО «БАЙКО»	2,20	0,4	Слюдянка	ОАО «ИЭСК»
ООО «ТОПКА-СТРОЙИНВЕСТ»	2,00	0,4	Правобережная	ОАО «ИЭСК»
ИП Ткачук Надежда Викторовна	2,00	0,4	Прибрежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Стройкомплекс»	2,00	0,2	Прибрежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Ангара-ТимберЛайн»	2,00	0,4	Жилкино	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	1,89	0,4	ПС 110 кВ Городская	ОАО «ИЭСК»
МБОУ Шелеховского района «Шелеховский лицей»	1,85	0,3	Светлая	ОАО «ИЭСК»
Садоводческое некоммерческое товарищество «Медицинский городок»	1,83	0,2	Изумрудная	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	1,83	0,4	Смоленщина	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	1,78	0,4	Пивовариха	ОАО «ИЭСК»
ООО «АктивЭнерго»	1,66	0,4	Городская 10	ОАО «ИЭСК»
ООО «Основа»	1,60	0,4	Ленино	ОАО «ИЭСК»
ООО «Монолитстрой-Иркутск»	1,58	0,4	Марата	ОАО «ИЭСК»
ИП Ковальчук Петр Иванович	1,50	0,4	Молодежная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	1,42	0,7	Опорная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Гранд-Строй»	1,41	0,4	Приморская	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	1,39	0,4	Пивзавод	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго	1,36	0,4	Пивзавод	ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	$P_{прираш.}$ макс., МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Центр питания	Сетевая организация
»				
ООО «Топка-Стройинвест»	1,35	0,4	Молодежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «СК Энергия»	1,35	0,4	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	1,35	0,7	Глазково 10	ОАО «ИЭСК»
ООО «Фонд развития молодежной организации «ИркАЗа»	1.30	0,3	Луговая	ОАО «ИЭСК»
ООО «Мечта»	1,30	0,4	РК "Кировская"	ОАО «ИЭСК»
Дачное некоммерческое партнерство «СОЮЗ»	1,26	0,3	РП Ново-Лисиха	ОАО «ИЭСК»
АО «Иркутское регион. жилищное агентство»	1,25	0,4	Релейная	ОАО «ИЭСК»
Иркутский областной суд	1,10	0,3	Партизанская	ОАО «ИЭСК»
Дачное некоммерческое товарищество «Калина»	1,06	0,3	РП Ново-Лисиха	ОАО «ИЭСК»
Комитет по управлению муниципальным имуществом и жизнеобеспечению администрации г. Иркутска	1,07	0,3	Пивзавод 10	ОАО «ИЭСК»
ООО «Управляющая компания «Альтернатива»	1,01	0,4	Мельниково	ОАО «ИЭСК»
ООО «Балтбир»	1,00	0,4	БЦБК	ОАО «ИЭСК»
ООО ФК «Деловые инвестиции»	1,00	0,4	Правобережная	ОАО «ИЭСК»
ИП Заречный Валерий Алексеевич	1,00	0,4	Рубахино	ОАО «ИЭСК»
АО «Агентство развития	1,00	0,4	РК "Кировская"	ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	$P_{приращ.}$ макс., МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Центр питания	Сетевая организация
памятников Иркутска»				
ИП Кондрашов Владимир Иванович	1,00	0,4	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Специализированный застройщик Танар»	1,00	0,4	Спутник	ОАО «ИЭСК»
ООО «Ресурс»	1,00	0,4	Военный городок	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	1,00	0,4	Пс 110 кВ Инкубатор	ОАО «ИЭСК»
«ЭНКА Иншаат Ве Санайн Аноним Ширкети»	1,00	0,4	Азейская	ОАО «ИЭСК»

3.11. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, а также рекомендации по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)

На основании расчетов электроэнергетических режимов и анализа баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, можно сделать заключение о целесообразности размещения УКРМ в целях обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей, в качестве более экономичных альтернативных мероприятий, а также, для обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах.

Таблица 3.11.1 Перечень вводимых СКРМ

№	Наименование объекта	Хар-тики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства
1.	ПС 500 кВ Усть-Кут	ШР 180 Мвар	2022	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания» (ПС 220 кВ Рассолы), ПАО "Газпром" (ПС 220 кВ Ковыкта), АО «Тонода» (ПС 220 кВ Чертово Корыто), АО «СЛ Золото»
2.	ПС 110 кВ Юрты	БСК 58 Мвар	2021	Обеспечение допустимых уровней напряжения
3.	ПС 110 кВ Оса	БСК 2х12 Мвар	2022	Обеспечение допустимых уровней напряжения. Обеспечение возможности технологического присоединения
	ПС 110 кВ Новая Уда	БСК 2х15 Мвар	2021	

№	Наименование объекта	Хар-тики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства
4.	ПС 110 кВ Свирск	БСК 2х10 Мвар	2021	энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07 декабря 2018 года)
5.	ПС 220 кВ Полимер	ИРМ 2х25 Мвар	2023	'Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания»(Иркутский завод полимеров))
6.	ПС 35 кВ Хомолхо-2	СКРМ 6,725Мвар	2022	Обеспечение допустимых уровней напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах В рамках комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35кВ и выше АО «Витимэнерго» на 2018–2022 годы
7.	ПС 35 кВ Андреевская	СКРМ 2,05Мвар	2023	
8.	ПС 35 кВ Владимирская	СКРМ 2,05Мвар	2023	
9.	ПС 35 кВ Боково	УКРЛ-56-6 2х450квар	2020	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска
10.	ПС 35 кВ Строительная	УКРЛ-56-6 2х450квар	2024	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
11.	ПС 220 кВ НПС-9	БСК 2х25,5 Мвар	2023	'Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания»(Завод неорганической химии))
12.	ПС 220 кВ Витим	БСК 2х100 Мвар УШР 2х100 Мвар	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЛ Золото»
13.	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	БСК 30 Мвар	2020	Обеспечение допустимых уровней напряжения

ГЛАВА 4. РАЗВИТИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

4.1. Перечень мероприятий, рекомендованных к реализации

В настоящее время в Иркутской области наблюдается интенсивное развитие промышленности, что обеспечивает значительный прирост потребления электроэнергии. В связи с этим разработан ряд мероприятий по развитию объектов электроэнергетики Иркутской области, основное назначение которых связано с необходимостью:

- обеспечения технологического присоединения новых потребителей;
- недопущения возможной аварийной ситуации;
- замены оборудования, в связи с его неудовлетворительным техническим состоянием.

Перечень мероприятий и объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу/реконструкции за период 2021 – 2025 годы, для обеспечения технологического присоединения, а также для устранения недопустимых изменений параметров электроэнергетического режима, с указанием года ввода в работу, ответственных исполнителей (собственников объектов) с кратким техническим обоснованием для каждого электросетевого объекта нового строительства, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения, а также мероприятий, необходимых для реализации технологического присоединения, представлен в таблице 4.1.1.

Перечень мероприятий по рекоснтрукции устройств релейной защиты на объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, выполняемых с 2020 года по 2025 год приведен в таблице 4.1.2.

Таблица 4.1.1 ПЕРЕЧЕНЬ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ К ВЫПОЛНЕНИЮ В ПЕРИОД С 2021 года ПО 2025 год*

*- мероприятия, выполняемые в 2020 году приведены в таблицах 1.14.1, 1.14.4, 1.14.5, 1.14.6

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
Устранение существующих проблем в энергосистеме				
Мероприятия, необходимые для исключения возможного выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений* *- перечень выключателей, подлежащих замене в период с 2020 года по 2025 год в связи с несоответствием их отключающей способности расчетным уровням токов КЗ, приведен в таблица 1.14.5				
ОАО «ИЭСК»				
1.	Установка БСК 2х10 Мвар на ПС 110 кВ Свирск	2021	2х10 Мвар	Обеспечение допустимых уровней напряжения
2.	ПС 110 кВ Новая Уда Установка БСК 2х15 Мвар	2021	30 Мвар	
3.	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Оса (Установка БСК, мощность 2х12 Мвар)	2022	24 Мвар	
4.	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой БСК 58 Мвар	2021	58 Мвар	Обеспечение допустимых уровней напряжения. См. Глава 2.
5.	Замена провода 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 694 А при +18^{0}С	2021	–	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 30 МВт
6.	Замена провода марки АС-120/19 ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на провод с	2021	-	

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
	пропускной способностью не менее 644 А при +18^{0}С			
7.	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 длительно допустимым током не менее 694 А при +18^{0}С	2021	-	
8.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с УВ на ОН на ПС 110 кВ Усть-Орда (или ПС 110 кВ Урик)	2020-2021	-	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 38 МВт
9.	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино (ЗРУ 6 кВ)	2021	–	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 6,6 МВт
10.	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т1 мощностью 16 МВА на 25 МВА (прирост мощности 9 МВА)	2020	1х25 МВА	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 8,7 МВт
11.	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой Т-1 и Т-2 2х25 МВА на 2х40 МВА, (прирост мощности 30 МВА)	2022	2х40 МВА	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 15,6 МВт
12.	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово (замена трансформатора Т-1 ТМТН-6300 кВА на ТДТН-10000 кВА)	2023	10 МВА	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 7 МВт
		ОАО «РЖД»		
13.	Замена ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, ошиновки секционного	2021	-	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 30 МВт

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
	выключателя марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +180С, замена секционного выключателя на выключатель с длительно допустимым током не менее 694 А при +180С, замена ТТ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с ДДТН 630 А на ПС 110 кВ Рассоха на ТТ с ДДТН не менее 694 А при +180С			
14.	Замена ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг марки М-120 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +180С, замена трансформатора тока на ПС 110 кВ Большой Луг с длительно допустимым током 630 А на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 694 А при $+18^0$С	2021	-	
15.	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная (а также СШ 110 кВ или их участков с учетом потокораспределения мощности по присоединениям) марки АС-185 на ошиновку с пропускной способностью не менее не менее 644 А при +18□С, замена трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная с длительно допустиым током 600 А на трансформаторы тока с длительно допустимым током не менее 644 А при $+18^0$С	2021	-	

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
Мероприятия, выполняемые в связи с неудовлетворительным техническим состоянием, замена ОД и КЗ, замена масляных выключателей				
ОАО «ИЭСК»				
500 кВ				
16.	Реконструкция Братский ПП 500 кВ заменой реакторов 500 кВ Р-1 и Р-2 по 180 Мвар каждый без изменения мощности	2024	–	Неудовлетворительное техническое состояние
17.	Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформаторов АТ-9 (фазы А, В, С) (без увеличения мощности)	2021, 2022, 2023	–	См. Глава 5
220 кВ				
18.	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово (установка КРУ-10 кВ на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9)	2022	–	См. Глава 5
19.	Модернизация ПС 220 кВ № 3 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2022	–	См. Глава 5
20.	Модернизация ПС 220 кВ № 6 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2022	–	См. Глава 5
21.	Модернизация ПС 220 кВ Опорная (ВМ-220 АТ-1,2 на элегазовые в количестве 2 шт.)	2023	–	См. Глава 5
22.	Модернизация ПС 220 кВ БЛПК (замена масляных выключателей на элегазовые 220 кВ в количестве без увеличения номинальных параметров - 3 шт)	2023	–	Исключение рисков отказа
23.	Модернизация ПС 220/110/10 кВ Таежная (замена масляных выключателей на элегазовые 110 кВ без увеличения	2023	–	Исключение рисков отказа

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
	номинальных параметров - 5 шт)			
24.	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово (ОРУ 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, ЗРУ 6 кВ)	2024	–	См. Глава 5
25.	Модернизация ПС 220 кВ Опорная (замена выключателей 110 кВ в количестве 6 шт)	2024	–	См. Глава 5
26.	Модернизация ПС 220 кВ Покосное (замена ОД и КЗ 220 кВ 2 шт. на элегазовые выключатели 2 шт)	2024	–	См. Глава 5
27.	Модернизация ПС 220 кВ Сибирская (замена выключателей 220 кВ в кол-ве 2 шт)	2024	–	Исключение рисков отказа
28.	Модернизация ПС 220 кВ Таежная (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2024	–	Исключение рисков отказа
110 кВ				
29.	Модернизация ПС 110 кВ Студенческая (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока)	2021	–	Реновация основных фондов
30.	Реконструкция ПС 110 кВ Северная (замена ОД-110 и КЗ-110 на выключатели, 2 шт)	2021		См. Глава 5
31.	Строительство ПС 110 кВ Макарово (1х6,3 МВА) с отпайкой от ВЛ 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск протяженностью 3,2 км	2022	1х6,3 МВА, 1х3,5 км	См. Глава 5
32.	Реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод (комплексная реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с переводом ее с открытого на	2022	–	См. Глава 5

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
	закрытый тип, замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности с РПН)			
33.	Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная (ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену ОД и КЗ на элегазовые выключатели с выносными ТТ)	2022	–	См. Глава 5
34.	Модернизация ПС 110 кВ Релейная (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2022	–	Исключение отключения потребителей
35.	Реконструкция ПС 110 кВ Никольск (замена трансформатора Т-1 6,3 МВА с ПБВ на трансформатор аналогичной мощности с РПН, замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	2024	–	См. Глава 5
36.	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная (ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену ОД и КЗ на элегазовые выключатели с выносными ТТ, реконструкцию ЗРУ-6/10 кВ с заменой ячеек 3 и 4 секции шин (КМ-1 и К-59) на современные малогабаритные ячейки)	2024	–	См. Глава 5
37.	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ, РЗА 110 кВ, замена КРУН-10)	2024	–	См. Глава 5

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
38.	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская (ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену ОД и КЗ на элегазовые выключатели с выносными ТТ, замена ячеек КРУН-6 кВ секции шин 1968-1985 г.в. на современные малогабаритные ячейки)	2024	–	См. Глава 5
39.	Модернизация ПС 110 кВ Туристкая (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2024	–	Исключение отключения потребителей
40.	Модернизация ПС 110/10 кВ Западная (замена (заме-на масляных выключателей 110 кВ на элегазовые без увеличения номинальных параметров 10шт)	2024	–	Исключение рисков отказа
АО «Витимэнерго»				
41.	Замена разъединителей 110 кВ на ПС Артемовская без изменения параметров	2021	–	Исключение рисков отказа
42.	Реконструкция участка ВЛ 110кВ Мамакан – Артемовская от опоры №140 до ПС 110кВ Артемовская с заменой деревянных опор на металлические, монтаж грозотроса	2021	–	Минимизация времени отключений, вызванных грозовыми перенапряжениями, и времени ремонта ВЛ
43.	Замена масляного выключателя ВМТ 110 на элегазовый ВГТ 110 на ПС 110кВ Вачинская	2022	–	Исключение рисков отказа
44.	Замена масляных выключателей ВМТ 110 Т1 и Т2 на элегазовые ВГТ 110 на ПС 110кВ Перевоз	2022	–	Исключение рисков отказа

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
Мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения потребителей				
ПАО «ФСК ЕЭС»				
500 кВ				
45.	Перевод ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №2 на 500 кВ с расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку 500 кВ и установкой шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар	2022	ШР 180 Мвар	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания» (ПС 220 кВ Рассолы), ПАО «Газпром» (ПС 220 кВ Ковыкта), АО «Тонода» (ПС 220 кВ Чертово Корыто), АО «СЛ Золото»
46.	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго АТ 500/220 кВ и увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (3х167 МВА) до 1002 МВА	2022	501 МВА	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания» (ПС 220 кВ Рассолы), ПАО «Газпром» (ПС 220 кВ Ковыкта), АО «Тонода» (ПС 220 кВ Чертово Корыто), АО «СЛ Золото»
47.	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Усть-Кут ориентировочной протяженностью 480 км	2022	480 км	Обеспечение технологического присоединения объектов по производству электрической энергии (ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассолы)
220 кВ				
48.	Строительство заходов на ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1 (2) на ПС 220 кВ Чертово Корыто	2021	2х10км	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Тонода» ответственная организация - ПАО "ФСК ЕЭС".
49.	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ НПС-7 - НПС-9 I (II) цепь с отпайками на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы ориентировочной протяженностью 1,5 км	2022	1,5 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Иркутская нефтяная компания"(Завод неорганической химии)
50.	ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная I, II цепь	2022	2х 371 км	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Голевской

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
				горнорудной компании
51.	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №3 ориентировочной протяженностью 294 км	2023	294 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО "Газпром (Ковыкта), ООО "СЛ "Золото")
52.	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-9 с установкой СКРМ 45 Мвар (2х22,5 Мвар)	2023	2х22,5 Мвар	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЛ Золото» Организация, ответственная за реализацию проекта ООО «Транснефть-Восток» ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «СЛ Золото»				
53.	Строительство ПС 220 кВ Витим трансформаторной мощностью 560 МВА, с установкой средств компенсации реактивной мощности 400 Мвар	2023	4х100 МВА, 2х80 МВА БСК 2х100 Мвар и УШР 2х100 Мвар	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЛ Золото»
54.	Строительство ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим I и II цепь ориентировочной протяженностью 20 км	2023	2х10 км	
ПАО «Газпром»				
220 кВ				
55.	Строительство ПС 220 кВ Ковыкта трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА)	2023	2х63 МВА	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Газпром» (Ковыкта) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Усть-Кут - Ковыкта I, II цепь ориентировочной протяженностью 176,5 км	2023	176,5 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Газпром» (Ковыкта) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
	110 кВ			
	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-2	2023	2х25 МВА	Обеспечение технологического присоединения

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-2	2023	2х28 км	энергопринимающих устройств ПАО «Газпром»
	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3	2023	2х25 МВА	
	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-3	2023	2х7 км	
	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-4	2024	2х16 МВА	
	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-4	2024	2х30,5 км	
ООО «Иркутская нефтяная компания»				
56.	Строительство ПС 220 кВ Рассолы трансформаторной мощностью 160 МВА(2х80 МВА)	2022	2х80 МВА	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания»(Завод неорганической химии))
57.	Строительство ПС 220 кВ Полимер трансформаторной мощностью 320 МВА (4х80 МВА) и установкой ИРМ 2х25 Мвар	2023	2х80 МВА 2х25 Мвар	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания»(Иркутский завод полимеров))
АО «Тонода»				
58.	Строительство ПС 220 кВ Чертово Корыто трансформаторной мощностью 50 МВА	2021	2х25 МВА	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Тонода»
ЗАО «СЭМЗ»				
220 кВ				
59.	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ трансформаторной мощностью 180 МВА (2х40 МВА, 1х100 МВА)	2021	2х40 МВА, 100 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ЗАО «СЭМЗ»
60.	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС-Заводская №1 и №2 ориентировочной протяженностью 2 км	2021	2х1км	
110 кВ				
61.	Строительство ПС 110 кВ (ЗАО «СЭМЗ»)	2021	2х25 МВА	Обеспечение технологического присоединения

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
62.	Отпайка от ВЛ 110 кВ Гидростроитель-Заводская II цепь с отпайками до ПС 110 кВ (ЗАО «СЭМЗ»)	2021	1х1 км	энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ЗАО «СЭМЗ»
АО «Саянскхимпласт»				
63.	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3	2021	2х80 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Саянскхимпласт»
64.	Отпайки от ВЛ 110 Новозиминская ТЭЦ – ГПП-2 Зелёная и ВЛ 110 Новозиминская – ГПП-2 Синяя до ПС 110 кВ ГПП-3	2021	2х1 км	
ОАО «ИЭСК»				
500 кВ				
65.	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с увеличением трансформаторной мощности на 1566 МВА (АТ 500/220 кВ 3х501 МВА, Т 220/35 кВ 63 МВА) до 2130 МВА и установкой средств компенсации реактивной мощности 800 Мвар (6х100 Мвар, 2х100 Мвар)	2021	501 МВА	Обеспечение технологического присоединени электроустановок Тайшетского алюминиевого завода ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»
220 кВ				
66.	Строительство ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 (протяженность ВЛ - 6,8км). Реконструкция ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская. Реконструкция (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская)	2021	6,8 км	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ЗАО «СЭМЗ» Организация, ответственная за реализацию проекта ЗАО «СЭМЗ»
67.	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с увеличением трансформаторной мощности на 46 МВА до 126 МВА)	2021	2х63 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Особой экономической зоны
110 кВ				
68.	Строительство ПС 110 кВ Цесовская	2021	2х40 МВА	
69.	Реконструкция ПС 110 кВ Северная (замена	2021	2х40 МВА	

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
	Т-1, Т-2 2х25 МВА на 2х40 МВА, прирост мощности 30 МВА)			
70.	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд (замена тр-ра Т-2 35/10 кВ 4 МВА на 110/35/10 кВ 16 МВА)	2023	16 МВА	
71.	Строительство ПС 110 кВ Чистые Ключи с установкой двух трансформаторов 40 МВА каждый, с отпайками от ВЛ 110 кВ Шелехово-Луговая I, II.цепь (прирост мощности 80 МВА)	2024	2х40 МВА	Обеспечение технологического присоединения АО «Корпорация развития Иркутской области»
ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»				
72.	Строительство ПС 110 кВ ТЗС	2023	2х25 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»
73.	Строительство двух отпаечных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Тулун-НПС цепь А и Б до ПС 110 кВ ТЗС	2023	2х1 км	
ФКП «УЗКС МО РФ»				
74.	Строительство ПС 110 кВ Звезда	2021	2х16 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ»
75.	Отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск на ПС 110 кВ Звезда	2021	1х1,8 км 1х5,8 км	
АО «Витимэнерго»				
110 кВ				
76.	Строительство линейной ячейки 110кВ в ОРУ ПС 110кВ Артёмовская для подключения ВЛ 110кВ Артемовская-Красный	2020	–	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный»
77.	Строительство линейной ячейки 110кВ в ОРУ РП 110кВ Полюс для подключения ВЛ 110кВ	2021	–	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
	Полюс-Высочайший»			ПАО «Высочайший»
78.	Строительство ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Вернинская № 2 с отпайкой на РП Полюс с реконструкцией ПС 110 кВ Вернинская	2021	–	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Полюс Вернинское»
79.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сухой Лог – РП Полюс № 1 с заменой провода	2021	–	Обеспечение технологического присоединения ООО «Красный», ПАО «Высочайший», АО «Полюс Вернинское», ООО «Друза», ООО «СЛ Золото»
80.	Реконструкция ПС 110кВ Кропоткинская с заменой силовых трансформаторов 110/35/6кВ Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью не менее 25 МВА каждый	2022	–	Обеспечение технологического присоединения ООО «СЛ Золото»
ОАО «РЖД»				
81.	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Усть Кут с заменой тягового трансформатора мощностью 25 МВА на 40 МВА (прирост мощности 15 МВА)	2021	40 МВА	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» дополнительных энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха – Лена»
82.	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Зяба с заменого тягового трансформатора мощностью 31,5 МВА на 40 МВА (прирост мощности 8,5 МВА)	2021	40 МВА	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» дополнительных энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Гидростроитель - Коршуниха»

Таблица 4.1.2 Перечень реконструкции устройств релейной защиты на объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, выполняемых с 2020 года по 2025 год

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
ОАО «ИЭСК»				
83.	Модернизация устройства ПА на ПС 500 кВ Иркутская: - АДВ ПС 500 кВ Иркутская. Организация взаимодействия - АДВ 1 комплект ПС 500 кВ Иркутская и АДВ 2 комплект ПС 500 кВ Иркутская с ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири Корректировка алгоритмов работы АДВ ПС 500 кВ Иркутская	2020		Необходимость выполнения мероприятий, определенных проектами по созданию (модернизации) ЦСПА разрабатываемыми АО «СО ЕЭС» и согласованными субъектами электроэнергетики
84.	На ПС 220 кВ Коршуниха создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	2021		Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха на ПС 220 кВ Коршуниха не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха со стороны ПС 110 кВ Черная
85.	На ПС 110 кВ Гидростроитель создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	2021	–	Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба на ПС 110 кВ Гидростроитель не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба со стороны ПС 110 кВ Зяба, установленного по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции Зяба с заменой тягового трансформатора с 31,5 МВА на 40 МВА – 2 шт., замена защит 110 кВ
86.	Модернизация ВЛ 110 кВ Южная - Пивзавод с отпайками (Замена основных защит с заменой оборудования ВЧ тракта на ПС 110 кВ Южная и	2021	–	Снижение аварийности

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
	на ПС 110 кВ Пивзавод)			
87.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной защиты и АУВ ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС-Южная I и II цепь на ПС 110 кВ Южная	2021	–	Снижение аварийности
88.	Модернизация устройств РЗА: замена основной защиты ВЛ-110 кВ Шелехово - Рассоха и ВЛ-110 кВ Шелехово - Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово	2022	–	Снижение аварийности
89.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной защиты и АУВ ВЛ-220 кВ №201 и №202 на ПС 220 кВ Байкальская	2022	–	Снижение аварийности
90.	Модернизация Братский ПП 500 кВ с реконструкцией устройств РЗА ОАПВ ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569) и ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570) для реализации ОАПВ	2023	–	Исключение излишних управляющих воздействий РЗА при однофазных КЗ на ВЛ 500 кВ, в результате которых происходит отключение ВЛ по трем фазам
91.	Модернизация устройств РЗА: замена основной защиты ВЛ 110 кВ Максимовская – Ново-Лекнино с отпайкой на ПС ИЗКСМ на ПС 220 кВ Ново-Ленино	2023	–	Снижение аварийности
92.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной защиты и АУВ ВЛ 110 кВ Пивзавод-Ново-Ленино с отпайками на ПС 110 кВ Пивзавод	2023	–	Снижение аварийности
93.	Модернизация устройств РЗА: РЗ и АУВ ВЛ 110 кВ Пивзавод-Ново-Ленино с отпайками нна ПС 220 кВ Ново-Ленино	2023	–	Снижение аварийности
94.	Модернизация устройств РЗА: замена АУВ СВ-110 кВ на ПС 110 кВ Пивзавод	2023	–	Снижение аварийности
95.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной	2024	–	Снижение аварийности

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
	защиты и АУВ ВЛ-110 кВ Правобережная-Кировская I и II цепь на ПС 220 кВ Правобережная			
96.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной защиты и АУВ ВЛ-110 кВ Правобережная-Кировская цепь I и II цепь на ПС 110 кВ Кировская	2024	–	Снижение аварийности
97.	Реконструкция основных защит с заменой оборудования ВЧ тракта ВЛ-220 кВ Иркутская-Шелехово I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Шелехово и ПС 220 кВ Иркутская	2025	–	Снижение аварийности
98.	Реконструкция основных защит с заменой оборудования ВЧ тракта ВЛ 220 кВ Иркутская - Шелехово II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Шелехово и ПС 220 кВ Иркутская	2025	–	Снижение аварийности
99.	Реконструкция резервных защит ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ - Шелехово I и II цепь (207 и 208) на ПС 220 кВ Шелехово	2025	–	Снижение аварийности
	ОАО «РЖД»			
100.	На ПС 220 кВ Кунерма создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	2020-	–	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени
101.	На ПС 220 кВ Улькан создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх)	2020		Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
				времени
102.	На ПС 220 кВ Якурим создание устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	2020	-	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей
103.	На ПС 220 кВ Ния создание устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	2020	-	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей
104.	ПС 110 кВ Андриановская замена устройств РЗ и АПВ	2021	-	Снижение аварийности
АО «Витимэнерго»				
105.	Реконструкция устройств РЗА ВЛ 110кВ Кропоткинская- Невский на ПС 110 кВ Кропоткинская	2022	–	Повышение селективности, чувствительности и быстродействия работы устройств РЗА и. Средний срок эксплуатации РЗА - 35 лет
106.	Реконструкция устройств РЗА и АУВ на ПС 110 кВ Артемовская	2021	–	Повышение селективности, чувствительности и быстродействия работы устройств РЗА и. Средний срок эксплуатации РЗА - 35 лет

4.2 Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ

Объекты, класс напряжения которых ниже 110 кВ, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 823 п. 28(в), включаются в региональный СиПР в формате перечня (сводные данные), приведены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
ОАО «ИЭСК»				
1.	Реконструкция ПС 35 кВ Жемчужная	2023	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
2.	Реконструкция ПС 35/6 кВ Эдучанка (установка Т-2, замена силового оборудования: ячейка 35кВ 2 шт, КРУН-6кВ - 1шт на 12 ячеек)	2023	2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
3.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Центральный Хазан (установка Т-2, реконструкция ОРУ-35, замена КРУН-10 кВ)	2023	6,3 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
4.	Реконструкция ВЛ 35кВ Бирюсинск-Шиткино (протяженность 28,6 км, Количество опор 312 шт., провод АС-70,АС-50)	2023	28,6 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
5.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Атагай, (установка Т-2)	2024	2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
6.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Порог, (установка Т-2)	2025	2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
7.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Афанасьево (замена трансформатора Т-2 с 4,0 МВА на 6,3 МВА)	2025	2,3 МВА	Технологическое присоединение Туберкулёзного и кожно венерологического одделения ТГБУЗ Тулунская ЦРБ 1,3 МВт по 2 категории надёжности
8.	Реконструкция ПС 35/6 кВ Сосновый бор (замена трансформаторов 2*6,3 на 2*16 МВА, реконструкция КРУН)	2023	19,4 МВА	По договору технологического присоединения мощность 4,9 МВА по 2 категории надёжности
9.	Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс с заменой	2021	2х16 МВА	улучшение показателей и норм качества

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Т-1, Т-2 с реконструкцией ОРУ-35 кВ: замена выключателей 3 шт., разъединителей 6 шт., ТТ-35 6 шт., ОПН-35 6 шт.			электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) Прирост мощности 12 МВА
10.	Реконструкция ПС 35 кВ Западная-3 с заменой Т-1, Т-2, Т-3 ОПУ и КРУН-6 кВ	2020	3х16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
11.	Реконструкция ПС 35 кВ Рудоремзавод с заменой Т-1, Т-2 с установкой КРУН-6 кВ типа К-59	2021	2х10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности на 7,4 МВА)
12.	Реконструкция ПС 35 кВ Железнодорожник с заменой Т-1, Т-2	2023	3х16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 19,4 МВА)
13.	Реконструкция ПС 35 кВ № 4 с заменой Т-2 (прирост мощности 16 МВА)	2024	16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
14.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Заря Троицк» инв. № 7000011031	2024	20,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
15.	Реконструкция ВЛ-35 кВ ПС «УЗГО» – ПС «Железнодорожник»	2023	8,7 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
16.	Реконструкция ПС 35 кВ Верхний Булай	2021	2х10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
17.	Реконструкция ПС 35 кВ Сосновка (замена трансформаторов)	2023	2х10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
18.	Реконструкция ВЛ-35 кВ «УТФ-Зоны»	2023	21,591	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
19.	Реконструкция ВЛ-35кВ «Апхульта-Бахтай» с заменой опор и вынос участка ВЛ из населенной местности	2022	21,155	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
20.	Реконструкция ВЛ-35 кВ «УТФ -Кутулик-35» с заменой опор и провода, вынос из населенной местности	2022	14,204	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
21.	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Т. Забитуй-УТФ» с заменой изоляторов	2023	2,448	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
22.	Реконструкция ВЛ-35кВ «Голуметь - Онот» с установкой опор на плавающий фундамент	2021	46,1	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
23.	Реконструкция ВЛ-35кВ «В.Булай-Аларь» с установкой опор на плавающий фундамент 5 шт.	2023	8,454	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
24.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Голуметь-Новостройка» с установкой опор на плавающий фундамент 3 шт	2024	46,02	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
25.	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Заря-Троицк» с заменой опор и провода	2021	24,052	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
26.	Строительство ПС 35 кВ Высота (с установкой ТМ 6,3 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,5 км	2021	6,3 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 6,3МВА)
27.	Строительство ПС 35 кВ Индустриальная с ВЛ 35 кВ протяженностью	2021	2х10 МВА 0,2 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 10 МВА)
28.	Реконструкция ПС 35 кВ Б.Речка (прирост мощности 10 МВА)	2023	10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
29.	Реконструкция ПС 35 кВ Кузьмиха (прирост мощности 10 МВА)	2023	10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
30.	Реконструкция ПС 35 кВ Култук (прирост мощности 0,7 МВА)	2023	2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				(ГОСТ 32144-2013)
31.	Реконструкция ПС 35 кВ Партизанская с переводом ее в РП 6(10) кВ с кабельными линиями 6(10) кВ	2023	16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (выбытие мощности 16 МВА)
32.	Реконструкция ПС 35 кВ Смоленщина (прирост мощности 6 МВА)	2023	16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
33.	Реконструкция ПС 35 кВ Жилкино, замена ОРУ на блочномодульное, монтаж ОПУ	2024	2х25 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 24 МВА)
34.	Строительство ПС 35/10 кВ Ново-Снежная	2022	нд	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
35.	Строительство ПС 35 кВ Б.Коты Иркутского района	2023	2х2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
36.	Модернизация ПС 35 кВ Баклаши (замена КРУН)	2020	–	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
37.	Строительство ПС 35 кВ Марково (прирост мощности 32 МВА)	2021	2х16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
38.	Реконструкция ПС 35 кВ КПД с реконструкция КРУН 6 кВ	2023	2х25 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 30 МВА)
39.	Реконструкция ПС 35 кВ Мельничная Падь (прирост мощности 7,4 МВА)	2022	2х10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
40.	Строительство ПС 35 кВ Б.Коты с электрическими сетями 10/0,4 кВ в п. Б.Коты иркутского района	2023	2х2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
41.	Реконструкция ПС 35/10 кВ п. Мурино с электрическими сетями 10/0,4 кВ в п. Мурино	2024	–	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
42.	Строительство ПС 35 кВ Горная с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово	2022	2х16 МВА, 4,5 км",	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 32 МВА)
43.	Строительство ПС 35 кВ Поздняково с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Хомутово, ВЛ 10 кВ протяженностью 2,7 км	2021	"2х10 МВА0,05 км"	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
44.	Строительство ПС 35 кВ Геологическая с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,35и0,8 км	2021	2х10 МВА 0,35 км 0,8 км.	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
45.	Строительство ПС 35 кВ Пирс с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово 0,7 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 3 км	2022	2х10 МВА 0,7 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
46.	Строительство ПС 35 кВ Садоводство с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово 2,7 км, ВЛ 10 кВ протяж-стью 3 км	2022	2х10 МВА 2,7 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
47.	Строительство ПС 35 кВ МРС с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Черноруд	2025	2х10 МВА 0,105 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
48.	Строительство ПС 35 кВ Светлячки с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Пивовариха 4,5 км., ВЛ10кВ протяженностью 2,9 км	2022	2х10 МВА, 4,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
49.	Строительство РП 10 кВ Бурдугуз с ВЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП (РП 10 кВ 1 шт., ВЛ 10 кВ 4,5 км КЛ 10 кВ 0,4 км)	2024	4,5 км, 0,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
50.	Строительство ВЛ 35 кВ Геологическая-Лыловщина (протяженностью 16 км)	2024	16 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
51.	Реконструкция КЛ 35 кВ Ольхонские Ворота-Хужир с ответвлением на ПС 35/0,4 кВ базы паромной переправы на о.Ольхон, инв. №6000915035	2024	3,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
52.	Реконструкция ПС 35 кВ Лыловщина (прирост мощности 12 МВА)	2024	2х10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
53.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Олонки (секционирование СШ-35кВ с установкой ВВ 35кВ)	2023		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
54.	Реконструкция ПС 35/10кВ Усть-Уда (секционирование системы шин 35 кВ с оборудованием секционирующей ячейки с вакуумным выключателем ВВ 35 кВ)	2021		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
55.	Реконструкция ПС 35 кВ Хужир (прирост мощности 12 МВА)	2024	2х10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
56.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Грановщина - Лыловщина	2023	7,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
57.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Каменка - Казачье	2021	21,95 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
58.	Реконструкция ВЛ 20 кВ Жигалово-Чикан	2024	45,589 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
59.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Знаменка-Тимошино	2022	39,8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
60.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Качуг-Верхоленск	2023	27,8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
61.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Новая Уда - Молька	2024	23,3 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
62.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Тараса-Олонки	2024	21,78 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Балей - Горохово	2022	20,21 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
63.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Орда - Базой	2024	15,32 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
64.	Реконструкция ВЛ 35кВ Олонки-Горохово	2024	27,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
65.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Оёк-Коты	2022	8,32 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
66.	Реконструкция ВЛ 35кВ Тараса - Каменка	2023	30,09 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
67.	Строительство ПС 35 кВ Курма (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 10 кВ протяженностью 1,45 км	2024	2х10 МВА, 1,45 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
68.	Строительство ВЛ 10 кВ до п. Пашня и д. Усть-Киренга в составе объекта: ВЛ 10/0,4 кВ Пашня. ВЛ 10/0,4 кВ Усть-Киренга. Реконструкция ВЛ 10 кВ Макарово, ВЛ 10 кВ Кривая Лука	2022		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
69.	Строительство электрических сетей 6/0,4 кВ п. Верхнемарково Усть-Кутского района	2022		улучшение показателей и норм качества электрической энергии п. Верхнемарково Усть-Кутского района
70.	Реконструкция распределительных электрических сетей п. Калтук МО Братский район 0,4 кВ, ВЛ0,4 кВ Ф-	2020	1,8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии п. Калтук Братского района

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	1,2, ТП 10/0,4 кВ-132			
71.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4кВ Ф-2 ТП 10/0,4 кВ -134	2020	0,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
72.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4кВ -133	2021	2,6 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии п. Калтук МО Братский район (ГОСТ 32144-2013)
73.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4кВ Ф-1, 2 ТП 10/0,4 кВ -244 (L=1,72км)	2021	1,72 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Калтук МО Братский район
74.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4 кВ Ф-1 ТП 10/0,4 кВ -87	2022	0,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Александровка МО Братский район
75.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243	2023	1,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Александровка МО Братский район
76.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4 кВ Ф-1 ТП 10/0,4 кВ -274	2024	1,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Александровка МО Братский район
77.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 2, 3, 4 ТП 10/0,4 кВ -40	2024	4,46 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Большеокинск МО Братский район
78.	Строительство ЛЭП 6 кВ от ПС 35 кВ Железногорская до ПС 35 кВ ГПП-2	2024	2х4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии г.Железногорск-Илимский
79.	Строительство двух ЛЭП 10 кВ с целью перевода	2024	2х4,5 км	улучшение показателей и норм качества

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	нагрузки потребителей с ПС 35 кВ Северная на ПС 110 кВ Карапчанка			электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) р.п.Железнодорожный
80.	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Тагул	2024	9,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
81.	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Мирный	2023	12 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
82.	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Сереброво	2022	5,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
83.	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Шелаево	2024	16,92 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
84.	Строительство электрические сети 0,4 кВ д. Новотремино	2021	2,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
85.	Строительство Электрические сети 10/0,4 кВ Станция Худоеланская	2021	2,5 км0,8 МВА",	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
86.	Строительство электрических сетей в г.Тулун (ВЛ-6 кВ ПС Стеклозавод – Березовая роща	2021	4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
87.	Реконструкция распределительных сетей 10/0,4 кВ с. Утай Тулунский район	2021	–	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
88.	Строительство ответвления на СНТ «Вагонник», СНТ «Аист» от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны» Ангарского городского округа	2022	5	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
89.	Строительство ответвления от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны» на д. Стеклянка Ангарского городского округа	2022	2,4 2*160	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
90.	Строительство объектов электроснабжения на территории Южного	2021	15,0 12*250	улучшение показателей и норм качества электрической энергии

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	массива г. Ангарска			(ГОСТ 32144-2013)
91.	Строительство распред. сетей 10/0,4 кВ ст.Касьяновка (ВЛ 10 кВ - 3 км, ВЛ-0,4 кВ - 5 км, 2 КТПН с ТМ 160 кВА)	2021	8, 2*160	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
92.	Строительство ВЛ 10 кВ отпайкой от ВЛ 10 кВ Новожилкино-Целоты на д. Манинск с заходом в д. Октябрьский Усольского района	2024	23	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
93.	Строительство ВЛ 10 кВ от УП 15 до СНТ Сибиряк (перевод питания ВЛ 10 кВ Тельма-Биликтуй)	2023	5,4	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
94.	Строительство сетей 10/0,4 кВ в д. Бахтай Аларского района	2021	1х250	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
95.	Электрическая сеть 10/0,4 кВ для электроснабжения ст.Тельма от ВЛ 10 кВ «Тельма-ФКРС» яч.14	2021	–	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
96.	Строительство ЛЭП-10 кВ «Тайтурка-Тайтурка» с отпайкой на с. Холмушино	2022	8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
97.	ВЛ 10 кВ от УП 15 до СНТ «Сибиряк» (перевод питания ВЛ 10 кВ Тельма-Биликтуй)	2023	–	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
98.	Для переключения КТПН № 582 на ул. Родниковая, № 381, 875 на ул. Трактовая. КВЛ Отпайка от ВЛ-10 кВ РП Марково – Марково Б	2021	1,7 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
99.	Для переключения КТПН 2 шт. в районе ул. Первостроителей, Голышева. КВЛ Отпайка от ВЛ 10 кВ ПП Березовый - ТП-3760	2021	0,98 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
100.	Повышение надежности распределительных сетей (новое строительство) в Иркутском районе	2021-2024	–	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
101.	Повышение надежности распредсетей (новое строительство) в г. Иркутске	2021-2024	–	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
102.	Повышение надежности распредсетей (новое строительство) в Шелеховском районе	2021-2024	–	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
103.	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Свердловском районе	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
104.	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Ленинском районе	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
105.	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Правобережном районе	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
106.	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Мельниково	2020		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
107.	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Байкальская	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
108.	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Бытовая	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
109.	Строительство электрических сетей для радиологического корпуса онкологического центра в г. Иркутске	2020		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
110.	Модернизация КРУН – 10 кВ ПС Патроны	2020		улучшение показателей и норм качества электрической энергии Иркутского района (ГОСТ 32144-2013)
111.	Строительство электрической сети в Мамонском МО в границах ЖСК «Сотрудник ОМОН»	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии Иркутского района (ГОСТ 32144-2013)
112.	Строительство ВЛ 10 кВ Покровская-Новолисиха	2022	5,25 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				(ГОСТ 32144-2013)
113.	Строительство ВЛ 10 кВ Курма-Сарма	2023	12 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
114.	Строительство ВЛ-10 кВ Черноруд-Сарма	2023	17,3 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
115.	Строительство ВЛ 10 кВ Покровская - п. Плишкино	2021	9,02 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
116.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Жигалово-Грузновка	2021	52,65 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
117.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Жигалово-Петрово	2021	52,65 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
118.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина	2020	2 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
119.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Урик Б	2020	0,6 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
120.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Столбово	2020	6,997 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
121.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Хомутово-Церковь	2020	3,1 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии
122.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Пивовариха-Фермер	2022	4,453 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии
123.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Дзержинск-Коттеджи	2022	0,8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии
124.	Строительство РП 10 кВ Колос с КЛ 10 кВ и лин. ответвлениями ЛЭП 10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ	2023	6,59 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии п. Молодежный (ГОСТ 32144-2013)
125.	Строительство РП 10 кВ Строитель с КЛ 10 кВ и	2023	8,465 км	улучшение показателей и норм качества

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	линейными ответвлениями от ПС 110 кВ Новая Лисиха вблизи ДНТ Щукино			электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
126.	РП№3 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Куда	2022	10,095 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
127.	РП№4 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина	2022	14,452 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
128.	«РП№1 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина»	2022	6,73 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
129.	Строительство РП-5 (Хомутово) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2023	10,3 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
130.	Строительство РП-6 (Грановщина) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2024	9,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
131.	Строительство РП-7 (Грановщина) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2024	8,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
132.	Строительство РП-9 (Куда) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2025	8,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
133.	Строительство РП-8 (Хомутово) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2025	8,3 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
134.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Оек - Турская	2021	9,25 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии
135.	Строительство РП 20 кВ Плишкино с ВЛ-20 кВ (РП-20 кВ 1шт, ВЛ-20 кВ с временным использованием на напряжении 10 кВ)	2023	3,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
136.	Строительство РП 10 кВ Авиатор с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ	2023	4,2 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии вблизи СНТ Авиатор
137.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ШМ ПС Дачная с РП-10 кВ	2023	1,2 км	улучшение показателей и норм качества

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
138.	Строительство РП 10 кВ с линейным ответвлением 10 кВ от ВЛ 10 кВ ШМ ПС Дачная – ДНТ Южное	2023	0,77 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
139.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Пивовариха -Лотос	2023	2,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
140.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Пивовариха - Горячий Ключ	2023	2,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»				
1.	Реконструкция ВЛ-35кВ ГПП2-РП5, ГПП1-РП-5 г. Ангарске	2021	5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
2.	Реконструкция РП-5 35/6кВ, г. Ангарск	2022-2023	50МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
3.	Реконструкция КЛ-6кВ №125 "ПС-35/6 №1, яч. №1а - НПС-1 "б", яч. №1, г. Ангарск,	2020-2021	3,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
4.	Реконструкция КЛ-6кВ №181 "ПС-35/6 №4, яч. №24 - ТП 17М-9, яч. №1, г. Ангарск,	2020-2021	1,65км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
5.	Реконструкция КЛ-6кВ от ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ яч.109, яч.121 до РП-7 ЗРУ-6кВ яч.7, яч.6	2023-2024	1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
6.	Реконструкция ТП-792 с установкой СТП-100-10/0,4 кВ	2020-2021	0,1МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тайтурка
7.	Реконструкция ТП-51 с установкой КТПН-400-6/0,4 кВ	2020-2021.	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
8.	Реконструкция трансформаторных подстанций ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5, ТП-6, ТП-КОС, ТП-КНС-1, ТП-	2021	4,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новомальтинск

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	КНС-5			
9.	Реконструкция РП-2	2021		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
10.	Реконструкция КТПН-1, КТПН-2,	2021	0,65МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Одинск
11.	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. "Стеклянка" р.п. Мегет,	2021-2022	7,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Мегет
12.	Рекострукция рапсре. сетей 0,4-6 кВ от КТП-76п, СНТ "Автомобилист"	2022-2023	0,25МВА/1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
13.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ	2023-2024	2,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Мегет
14.	Реконструкция рапред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Школьная, ул. Степная	2023-2024	1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Савватеевка
15.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Лесная, ул. Сосновая	2023-2024	3,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Ново-Одинск
16.	Реконструкция ВЛ 6/0,4 кв ф.№1 ТП-61 ул. Малая, 9-е Мая, Менделеева, Свердлова, Садовый тупик.	2021	1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
17.	Строительство КТП-630/6/0,4кВ, ВЛ-0,4кВ ул. Трактовая, Тверской проезд, пер. Милицейски	2020	0,63МВА/0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО мкр-н Китой, г. Ангарск.
18.	Строительство ВЛ-10 кВ пер. Вокзальный, КТПН-630/10/0,4 кВ	2022-2023	0,63МВА/0,25 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
19.	Строительство КЛ-10кВ от ПС 110/10кВ "Вокзальная"	2020-2021	2,57км	Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	КРУН-10кВ яч.9, яч.20 до РП-4 ЗРУ-10кВ яч.7, яч.4			электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
20.	Строительство КЛ-6кВ от ГПП-1 ЗРУ-6кВ яч.23, яч.22 до РП-3 ЗРУ-6кВ яч.13, яч.6	2022-2023	2,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
21.	Строительство КЛ-6кВ от ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ яч.98, яч.104 до ТП-98 РУ-6кВ яч.1, яч.4	2021-2022	2,24км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
22.	Строительство ВЛ-10кВ ул. Фабричная, КТП-400-10/0,4 кВ	2022-2023	0,4МВА/0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тельма
23.	Строительство КЛ-6кВ "ТП-53А - РП-2"	2020-2022	1,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
24.	Строительство ПС 35/6 кВ "ГПП-2" с ВЛ-35 кВ	2022-2023	50МВА/02км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
25.	Строительство ЛЭП-10 кВ от ТП-4 до оп. №2 ф. "Одинск"	2020-2021	0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Одинск
26.	Строительство СТП-250кВА по ул. Щорса и ул. Горького	2021	0,5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Мишелевка
27.	Строительство ВЛ-0,4-10 кВ, КТПН 630/10/0,4	2020-2024	2,52МВА/7,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Одинск
28.	Строительство распред. сетей 04-10 кВ п. Зеленый	2021-2024	2МВА/3,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
29.	Строительство распред. сетей 04-10 кВ в северо-восточной части	2022-2023	0,4МВА/1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тельма
30.	Строительство распред. сетей 10 кВ от ВЛ-10 кВ	2020	1,2км	Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	«Белореченск-Бадай» до ТП-1			электроснабжения потребителей п. Новомальтинск
31.	Строительство СТП-160 кВА по ул.Октябрьская, СТП-100 кВА-2шт. по ул. Долгополова, ул. Таежная, СТП-63 кВА по ул. Пролетарская, ПКУ-10 кВ ул. Мира	2020	0,423МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Раздолье
32.	Строительство ВЛЗ-0,4 - 10 кВ, СКТП-250/10/0,4 по ул. Софийская,	2020	0,25МВА/ 1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
33.	Строительство ВЛ-10 кВ, СКТП-250 кВА, по ул. Молодежная	2020	0,25МВА/ 0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Мегет
34.	Строительство КЛ-6 кВ, ВЛ-6 кВ, СТП-250 кВА СНТ «Октябрьской революции»	2021	0,5МВА/ 1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО г. Ангарск
35.	Строительство ВЛ-6кВ, КТП-160/6/0,4кВ,	2020	0,48МВА/ 5,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО мкр-н Строителей, г. Ангарск
36.	Строительство ВЛ-10 кВ, КТПН-630 кВА по ул. Бурлова,	2020	0,63МВА/ 0,03км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
37.	Строительство КТП-630-10/0,4 кВ с тр-ром ТМГ-630-10/0,4 кВ, ул. Менделеева г.	2021	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
38.	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 2 шт. по ул. Трактовая и ул. Восточная	2021	0,5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Раздолье
39.	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 1 шт. по ул. 1-я Заречная	2021	0,25МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Большая Черемшанка
40.	Строительство ПС-35/6кВ "Китой" с ВЛ-35кВ	2024	20МВА	Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				электроснабжения потребителей АГО в г. Ангарске
41.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Савватеевка», Ангарский район, ВЛ 35 кВ «РП5 – ПП4 –Савватеевка».	2024	5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
42.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Малышовка»,	2024	6,3МВА	Обеспечение электроснабжения потребителей АГО Ангарский р-н
43.	Строительство ТП-3 , с. Одинск	2020	0,8МВА	Обеспечение электроснабжения потребителей АГО Ангарский р-н
44.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ ул. Пеньковского, Дзержинско, О. Кошевого, пер. Горького, Почтовый, Кирова,	2020	1,73км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО п. Тайтурка, Усольского р-на
45.	Реконструкция сетей 6/0,4кВ, ТП-6/0,4, ул. Байкальская, пер. Школьный ул. Железнодорожная, ул. Набережная, ул. Советская, ТП-10	2020-2024	0,63МВА/ 4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Байкальск
46.	Реконструкция КЛ-10кВ ПС «Центральная - РП-85»	2020-2021	1,25км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Иркутск
47.	Реконструкция ВЛ-6 кВ	2020-2021	4,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Быстрая
48.	Реконструкция ВЛ-0,4-6 кВ пос.Искра	2020	0,41МВА/ 8,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Иркутск
49.	Реконструкция КЛ-10 кВ "ПС Туристская - Турбаза Прибайкальская", яч.№16,	2020	0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Иркутского района
50.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Бурдаковка-Бурдугуз» ВЛ-10кВ «Бурдаковка - пос.Дорожников", ТП-160 «п. Дорожников», ТП-156 «п.Бурдаковка, ферма	2020-2024	0,56МВА/ 6,75км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Бурдаковка, Иркутского района

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	КРС»			
51.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Набережная	2020	0,63МВА/ 1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Байкальск
52.	Реконструкция сетей 0,4-6кВ по ул. Центральная, ул. Липовая, ул. Тополиная, ул. Сиреневая, ул. Ольховая, ул. Рябиновая, ул. Родниковая, ул. Тенистая, ТП-6/0,4	2020-2024	0,63МВА/ 3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Сергиев Посад, Иркутского района
53.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Мира, Чернышевского, Нагорная, Чайковского, Байкальская, Кропочева, Черемушки, Комарова	2020-2023	0,4МВА/ 5,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Малое Голоустное, Иркутского района
54.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Светлячки - Горячий Ключ», 20-36 км автодороги Иркутск – Б. Голоустное,	2020-2024	10км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Иркутского района
55.	Реконструкция сетей 10/0,4кВ по ул. Трактовая, Заречная, Новозаречная	2020-2022	3,5 км	Обеспечение электроснабжения потребителей д. Зорино-Быково, Иркутского района
56.	Реконструкция сетей 10/0,4кВ ул. Трактовая, Лесная, Нагорная, Зои Космодемьянской, Майская, Тенистая, Бечаснова, Железнодорожная, Мира, Трудовая, Карьерная, Березовая, Солнечная, Солнечная, Зеленая, пер. Майский, Тенистый, Зелены	2020-2024	8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Смоленщина, Иркутского района
57.	Реконструкция сетей 6/0,4кВ ул. Набережная, Фурманова, Труда, Октябрьская, Ангарская, Чайковского, Ломоносова, Олега Кошевого, Матросова, 5-я Советская, Лазо, Лесная	2020-2024	6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Большая речка, Иркутского района

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
58.	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ ул. Ангарская, ул. Ключевая, ул. Нагорная	2020-2022	2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Никола, Иркутского района
59.	Реконструкция ВЛ-10кВ от ПС "Ерши" до п. Мельничная Падь, вдоль автодороги	2020-2024	10км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей по Мельничному тракту, Иркутского района
60.	Реконструкция сетей 0,4кВ, ТП-6/0,4, ул. Магистральна, ул. 40 лет Победы, пер. Речной, ул. Пушкина, ТП-43, ТП-47	2020-2024	1,03МВА/ 4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
61.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Магистральная,	2020-2021	0,88МВА/ 2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
62.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Судоверфь», ул. Горького,	2020-2023	2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
63.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Лесной, пер. Луговой,	2020	0,063МВА/ 0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Быстрая, Слюдянского района
64.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в п. Ангарские хутора,	2020	0,16МВА/ 0,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Иркусткого района
65.	Строительство ПС 35/6 кВ	2020-2021	50МВА/ 0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Байкальск
66.	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Набережная, Фурманова, Труда, Октябрьская, Ангарская, Чайковского, Ломоносова, Олега Кошевогов	2020-2024	1,28МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Большая речка, Иркутского района

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
67.	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Новая, Песчаная, Байкальская, Киевская,Лесная,Рабочая	2020-2024	1,28МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Бурдаковка, Иркутского района
68.	Строительство распред. сетей 10/0,4кВ кВ на ул. Депутатская, Профсоюзная, Панфилова, Октябрьская	2020-2022	0,64МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Култук, Слюдянского района
69.	Строительство распределительных электрических сетей 6/0,4кВ на ул. Трактовая,	2020-2021	0,32МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
70.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Береговая, ул. Харануты	2020-2020	0,025МВА/ 0,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
71.	Строительство рапспред. сетей 0,4-10 кВ в жилых массивах 1, 4, 6, 7	2020-2021	1,26МВА/ 2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей МО Смоленское, Иркусткого района
72.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Пушкина	2020-2020	0,4МВА/ 1,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Култук, Слюдянского района
73.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Гранитная, ул. Алмазная, ул. Рубиновая, Мраморная	2020	0,63МВА/ 1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Маркова, Иркусткого района
74.	Строительство распред. сетей 0,4-6 кВ в, мкр.Перевал, мкр. Рудо	2020-2024	0,41МВА/ 4,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Слюдянка
75.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в южной части д. Новогрудинино	2020	0,4МВА/ 2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Новогрудинино
76.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в северо-западной части	2020-2023	0,4МВА/ 1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				Мельничная Падь
77.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в южной части д. Бурдаковка,	2020-2024	0,4МВА/ 2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Бурдаковка,
78.	Строительство распред. сетей о,4-10 кВ, ул. Озёрная Харануты, Свердлова,Новая Прибрежная, Береговая,	2020	0,1МВА/ 0,75км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Большое Голоустное, Иркутского района
79.	Строительство распред. сетей 0,4-6 кВ в западной прибрежной части п. Утулик	2020-2023	0,41МВА/ 1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
80.	Строительство тр-рных пунктов 10/0,4кВ на ул. Нагорная, Мира, Лесная, Зои Космодемьянской	2020-2024	0,64МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей МО Смоленское, с. Смоленщина, Иркусткого района
81.	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ	2020-2023	1,2МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тибельти, Слюдянского района
82.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в центральной части р.п. Байкал,	2020-2023	0,32МВА/ 2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Байкал, Слюдянского района
83.	Строительство РП-3, КЛ-10 кВ п. Култук	2020-2021	0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Култук,
84.	Строительство тр-рных пунктов 10/0,4кВ на ул. Куликова, Кузнецова, Судзиловского, Чапаева, Гудина, Горького, Лазо, Островского	2020-2024	1,28МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Култук, п. Листвянка Слюдянского района
85.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Нижний Кочергат»,	2024	12,6МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей .д. Большое Голоустное, д. Малое

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				Голоустное, д.Н. КочергатИркусткого района
86.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «ГПП-1 – Утулик»,	2024	7,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Слюдянского района
87.	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10 кВ «Добролет».	2024	8МВА/ 68км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей по Голоустенскому тракту Иркусткого района
88.	Реконструкция ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск", яч. №4 - ТП 30055, 30025,	2020-2023	10,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Кривошапкино, м-н Авиаторов
89.	Реконструкция ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск», яч. №5 - оп.№76 (ПП-22),	2022-2024	4,39км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск м-н Авиаторов, Балахня
90.	Строительство КТП-400/10/0,4кВ, ул. Комарова	2020	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск
91.	Строительство ВЛ-10кВ, ТП-250/10кВ - 2шт., м-н Хабарово,	2020	0,16МВА/ 1,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей, г. Киренск
92.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в мкр. Мельничный, мкр. Балахня	2021-2023	0,5МВА/ 3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск
93.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Красноармейская»,	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск
94.	Реконструкция ВЛ-10кВ "ПС-110/35/10кВ "Киренск", яч. №11 - ЗРУ-6/10кВ Киренской ДЭС"	2023-2024	2,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск
95.	Реконструкция ВЛ-35 кВ "Мусковит-Мама"	2021-2024	4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
96.	Строительство ОПУ на ПС 110/35/6кВ "Мусковит	2020		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района
97.	Реконструкция ПС-35/6 кВ «Мама», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама» пгт. Мама	2024	12,6МВА/ 26км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района
98.	Реконструкция ПС-35/10 кВ «Витимский», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Витимский» п. Витимский,	2024	3,6МВА/ 2,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района
99.	Реконструкция ПС-35/6 кВ «Луговка», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Луговка» п. Луговский,	2024	0,8МВА/ 43км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района
100.	Реконструкция ВЛ-35 кВ ПС 35/10 кВ"Уда-2" Нижнеудинский р-он	2021-2022	0,88км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Шумский
101.	Реконструкция СКТП № 44П кВ, КТПН-43П, п. Подгорный	2020-2021	0,88МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Нижнеудинский р-н
102.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Фидер№ Замзор-Первомайский	2020-2024	10,38км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Подгорный, Нижнеудинского района
103.	Строительство отпайки ВЛ-10 кВ, КТП-10/0,4/250 кВА ул. Парковая	2024	0,25 МВА/ 0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Нижнеудинск
104.	Строительство КТПН-630/10/0,4 кВ уч. Куряты, Нижнеудинского р-на	2021	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей уч. Куряты,
105.	Строительство распределительных сетей 10-0,4 кВ, ул. Пшеничная, Просвещения, Трактовая, Энтузиастов, Циолковского, пер.	2022-2022	0,8МВА/ 1,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Нижнеудинск

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Российский			
106.	Строительство ВЛ-10 кВ, ВЛИ-0,4 кВ, КТПН-400/10/0,4 кВ,	2020	0,4МВА/ 0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Подгорный, Нижнеудинского района
107.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Уда-2» п. Шумский», Нижнеудинский район	2024	5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Шумский,
108.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Бадар-Забор», Нижнеудинский район	2020	1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей
109.	Реконструкция ВЛ-6кВ НПС, фидер №14,15	2021	1,38км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тулун
110.	Реконструкция ВЛ-10кВ Ф№4 "Кадинский", ВЛ-0,4 кВ	2020-2024	23,49км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Куйтун
111.	Строительство ВЛ-10 кВ от ВЛ-10 кВ Ф№4 "Кадинский", КТП-10/0,4 кВ	2022-2023	0,73МВА/ 1,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Куйтун
112.	Строительство ВЛ-0,4кВ ул. 22-я Годовщина Октября, ул. Кирова	2020	3,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Куйтун
113.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Школьной,	2020	0,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Будагово, Тулунского района
114.	Реконструкция ВЛ-10кВ Фидер №14, г. Зима	2021	1,2 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
115.	Реконструкция ВЛ-10кВ "Фидер №10"	2020-2023	11,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
116.	Реконструкция РП-7,	2023		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Саянск

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
117.	Реконструкция ВЛ-10кВ РП-7-РП-8 Левая цепь, Правая цепь,	2020-2021	7,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Зиминского района
118.	Реконструкция ТП-1п, , Зиминский район	2023	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Боровое
119.	Реконструкция ТП-38 ул.Ленина	2023	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей, п. Залари
120.	Реконструкция ТП-7 ул. Целинная	2024	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей, п. Тыреть
121.	Реконструкция ВЛ-10 кВ "Головинская -Владимир"	2024	2,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей, п. Владимир
122.	Реконструкция ВЛ-10кВ "Тарасовск-Кумарейка"	2020	2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Балаганского района
123.	Реконструкция ТП-8 ул.Гагарина	2020	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новонукутск
124.	Реконструкция ТП -7 ул.Гагарина,	2020	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новонукутск
125.	Строительство КЛ-10кВ ТП-36-ТП-58,	2020	1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
126.	Строительство КЛ-10кВ от ПС Тяговая -Тыреть до оп. №1 ВЛ-10кВ «Тыреть»,	2020	0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тыреть
127.	Строительство КТПН-250/10кВ - 2 шт., ВЛ-10кВ, ВЛ-0,4кВ ул. Кольцевая, ул. Горького,	2021	0,5МВА/ 0,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Балаганск
128.	Строительство КТП-400/10/0,4кВ, ВЛ-10кВ, ул.	2020	0,4МВА/ 0,6км	Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Ломоносова,			электроснабжения потребителей г. Зима
129.	Строительство ВЛ-10 кВ «ТП-6-1 – Песчанка»	2021	3,85км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Балаганского района
130.	Строительство КТПС-100/10/0,4 кВ ул. Заречная, ул. Нагорная, ул. Новая	2024	0,3МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Кумарейка
131.	Строительство СКТП-100/10/0,4 кВ по ул. Ленина от ТП-5	2024	0,1МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Троицк
132.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в северной, юго-западной, юго-восточной частях	2021-2024 г.г.	0,48МВА/ 3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новонукутск
133.	Строительство ВЛ-10кВ,ТП-10/0,4кВ, ВЛ-0,4кВ мкр.Молодежный,	2023-2024	0,25МВА/ 0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Саянск
134.	Строительство К ТП-160/10/0,4 кВ по пер. 1-ый Нагорный,	2020	0,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Карымск
135.	Строительство КЛ-10кВ «ТП-104–ТП-117» ул.Луговая	2020	0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
136.	Строительство ВЛ-10кВ,2хТП-10/0,4кВ, ВЛ-0,4кВ мкр.Молодежный	2020-2021	0,5МВА/ 1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
137.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ мкр. Молодежный,	2020	0,65МВА/ 1,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
138.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ мкр. 11,	2020	0,4МВА/ 1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Саянск
139.	Строительство ВЛ-10кВ, КТПН-400кВА, ВЛ-0,4кВ ул.Октябрьская	2021	0,4МВА/ 3,56км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Балаганск
140.	Строительство ВЛ-10кВ, КТПН-400кВА, ВЛИ-0,4кВ,	2020	0,4МВА/ 0,31км	Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	ул.Калинина			электроснабжения потребителей п. Балаганск
141.	Строительство ТП-1 ул.Степная	2020	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
142.	Строительство ТП-2 ул.Луначарского	2023	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
143.	Строительство ТП-14 ул.Кошевого	2021	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
144.	Строительство ТП-114 ул.Трактовая	2021	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
145.	Строительство РП-2 ул.Трактовая	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
146.	Строительство ТП-30 ул.Матросова	2022	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Залари
147.	Строительство ТП-1 ул. Буденого п.Залари	2024	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Залари
148.	Строительство ВЛ-10кВ, КТПН-250кВА ул. Заларинская	2023	0,25МВА/ 0,32км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новонукутск
149.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в юго-восточной, юго-западной ч.	2020-2024	0,64МВА/ 4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тыреть
150.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в мкр. 11 "Молодежный", мкр. "6Б", мкр. "Лесной"	2020-2023	0,32МВА/ 3,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Саянск
151.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Лазо, ул. Клеменко	2020	1,03МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
152.	Реконструкция ВЛ- 0,4-10 кВ по ул. Свердлова, 50 лет ВЛКСМ	2020	2,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				потребителей г. Тайшет
153.	Реконструкция ВЛ-6 кВ на ТП-98,	2020	0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
154.	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. №5 от ПС-35/10 кВ «Мелькомбинат»	2020	1,07км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
155.	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. №3 от ПС-35/10 кВ «Мелькомбинат»	2020-2022	2,98км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
156.	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. «Квиток» от ПС-110 кВ Тяговая «Невельская»,	2021-2021	5 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Квиток
157.	Строительство ТП-10/0,4 кВ, ВЛ-0,4-10 кВ в	2020	0,63МВА/ 2,3 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
158.	Строительство ВЛ-10 кВ, КТПС-250/10/0,4 кВ по ул. Свердлова от ТП-15,	2022	0,25МВА/ 0,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Квиток
159.	Строительство ВЛ-10 кВ по ул. Парижской Коммуны, строительство КТПС-250/ 10/0,4 кВ в пер. Советском	2020	0,25МВА/ 0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Бирюсинск
160.	Строительство КТПС-160/10/0,4 кВ на пересечении ул. Ленина и Свенцкого,	2022	0,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Шиткино
161.	Строительство КТПС-160/6/0,4 кВ по ул. 40-я Октября	2020	0,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Николаевка
162.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в северной, южной частях	2022-2024	0,65МВА/ 3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
163.	Строительство распред. сетей по ул. Свердлова, 50 лет ВЛКСМ,	2020	0,4МВА/ 0,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
164.	Строительство распред. сетей 0,4-6 кВ по ул.	2020	0,4МВА/ 0,65км	Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Проездная, Партизанская, ул. Расковой			электроснабжения потребителей г. Тайшет
165.	Строительство распред. сетей 0,4-6 кВ по ул. Береговая, ул. Дружбы	2020	0,25МВА/ 0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Бирюсинск
166.	Реконструкция ВЛ-0,4-6 по ул. Партизанская, Терешковой, Строительная	2020	0,62 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
167.	Строительство ВЛ-0,4-6 по ул. Терешковой, ул. Свободы,	2020	0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
168.	Реконструкция ТП-27,5/6 кВ "Западная" с заменой трансформатора	2020	1МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Николаевка
169.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Мелькомбинат».	2024	32МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Николаевка
170.	Реконструкция ВЛ-10-0,4кВ с применением СИП	2020-2021	8,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Казачиснкое
171.	Строительство ВЛ-10/0,4кВ, КТПН-250/10/0,4кВ-1шт., мкр Холбос	2020-2021 г.г.	0,25МВА/ 1,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
172.	Строительство ВЛ-6кВ, КТПН-400/6/0,4кВ-1шт., ул. Чернышевского	2022-2023	0,4МВА/ 0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
173.	Строительство КТПН-250/6/0,4кВ., КТПН-400/6/0,4кВ-1шт.	2022-2023	0,65МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
174.	Строительство ВЛ-0,4кВ, строительство КТПН-400/10/0,4кВ-1шт.	2020-2021	0,4МВА/ 0,25км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
175.	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ ул. Транспортная,	2021	0,25МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Улькан
176.	Строительство ВЛ-10 кВ, КТП-250/10/0,4 кВ ул. Возрождения	2021	0,25МВА/ 0,79км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				потребителей д. Тарасово
177.	Строительство ЛЭП-10/0,4кВ, строительство КТПН-400/10/0,4кВ-1шт., строительство КТПН-250/10/0,4кВ-3шт.	2020-2023	1,150МВА/ 6,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Ключи
178.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Бирюсинка».	2024	8МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
179.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «ТП-27, ВЛ-35 кВ «Город»	2024	8МВА/ 1,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
180.	Строительство ПС 35/10 кВ, ВЛ-35 кВ.	2024	8МВА/ 0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Ключи
181.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС», ВЛ-35 кВ «Нефтебаза»	2024	8МВА/ 8,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
182.	Реконструкция ВЛ-35кВ "Косая Степь - Бугульдейка"	2020-2022	14км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Ольхонского района
183.	Реконструкция ВЛ-10кВ АБЗ Эхирит-Булагатский район	2020	1,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,
184.	Реконструкция ВЛ-10кВ КЗПХ, п. Качуг	2020	1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Качугский район
185.	Реконструкция ВЛ-10кВ "Куржумово", п. Качуг,	2020	1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Качугский район
186.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Набережная, ул. Чкалова	2020-2021	0,4МВА/ 1,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Оса, Осинский р-н
187.	Реконструкция распред. 0,4-10 кВ по ул. Кирова, ул.	2020-2024	0,4МВА/ 0,78км	Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Некрасова,			электроснабжения потребителей с. Оса, Осинский р-н
188.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Тараса-Бохан в п. Бохан	2020	7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Боханского р-на
189.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Колхозная, Никифорова, Ключевая, Набережная от ТП -Автовокзал в п. Бохан	2020-2022	0,63МВА/ 0,84км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Боханского р-на
190.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Терешковой, Трудовой от ТП-Детсад	2021-2023	0,4 МВА/ 0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Бохан, Боханского р-на
191.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ от ТП Школа с. Бугульдейка,	2020-2022	3,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Ольхонского р-на
192.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Мира, 40 лет Победы, Набережная, Байкальская, Пушкина, Павлика Морозова, Ленина,	2020-2024	6,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Бугульдейка, Ольхонского р-на
193.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ от ТП-Заречная, с. Баяндай,	2020	0,16МВА/ 0,85км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Баяндаевского р-на
194.	Реконструкция ВЛ-10 кВ "Поселок" в п. Усть-Уда	2020-2024	5,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Усть-Удинского р-на
195.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Маслозавод в п. Усть-Уда	2020-2024	4,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Усть-Удинского р-на
196.	Реконструкция ВЛ-10 кВ "СХТ", монтаж 2-х реклоузеров,	2020-2024	3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
197.	Реконструкция отпайки ВЛ-10 кВ "Пушкина" от ВЛ-10 кВ "АБЗ",	2021-2024	2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,
198.	Реконструкция распред. сетей 0,4-10 кВ от ТП-Малеева	2021-2024	0,25МВА/ 0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,
199.	Строительство ТП-10/0,4 кВ "Байкальская", ВЛ-0,4-10 кВ, с. Еланцы	2020	0,4 МВА/ 1,06 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Ольхонского района
200.	Строительство ТП-10/0,4 кВ "Строителей",	2020	0,4МВА/ 0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,
201.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Неугодниковская,	2020-2022	0,16МВА/ 0,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Жигалово, Жигаловский р-н
202.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Мира, п. Усть-Уда	2020-2021	0,4МВА/ 0,53км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Усть-Удинский р-н
203.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Пуляевского, ул. Ленский Расстрел	2020-2021	0,16МВА/ 0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Качуг, Качугский район
204.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Ленина	2020	0,4МВА/ 3,03км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Жигалово Жигаловский р-на
205.	Строительство ТП-20/0,4 кВ на улице Куйбышева, с. Тутура	2022	0,25МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Жигаловский р-н
206.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ в районе ул. 8 Марта	2020-2024	0,8МВА/ 3,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Усть-Удинский р-н

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
207.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в районе СОТ "Надежда"	2020-2024	0,8МВА/ 3,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-н
208.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Байкальская, ул. Ленина,	2020-2021	0,32МВА/ 0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Бугульдейка, Ольхонского р-на
209.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ, с. Бугульдейка	2020-2023	0,96МВА/ 2,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Ольхонского р-на
210.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Киевская, Коммунистическая, Сосновая, Дорожников, Заводская, пер. Южный	2020	0,65МВА/ 2,75км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Бохан
211.	Строительство рапред. сетей 10-0,4 кВ, ул. Дачная Балтахинова, Советская, Горького, Калинина, Борсоева, Школьная, Хангалова, Кислородная, Буденного, Хандагайская, Суборовой	2020	1,6МВА/ 4,82 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п.Усть-Ордынский
212.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ в юго-западной части	2022-2023	0,25МВА/ 1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Уда, Усть-Удинский район
213.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ в южной части	2023-2024	0,5МВА/ 2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Качуг
214.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ в северной части	2021-2023	0,5МВА/ 2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Баяндай
215.	Строительство рапред. сетей 10 кВ по ул. Заречная, Кирова	2020	0,25МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Бохан
216.	Строительство ВЛ-0,4-10 кВ, КТП-10/0,4 кВ "Мост"	2020	0,4МВА/ 0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				потребителей п. Качуг
217.	Строительство рапред. сетей 10-0,4 кВ по ул. Западная, Центральная, с. Еланцы	2020	0,25МВА/ 1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей
218.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Бугульдейка»	2024	5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Еланцы
219.	Реконструкция ВЛ-6кВ фидер 17,18 ПС «Западная-3» (участок от оп.32 до оп.45) пересечение ул.Горького и ул.Школьная,	2020-2021	1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
220.	Реконструкция ВЛ-6кВ фид.№3 РП-134, ВЛ-0,4кВ от ТП-179 с переносом ТП ул.Магистральная	2023	0,5МВА/ 2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
221.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ с заменой деревянных опор на железобетонные с применением СИП ТП-121 - ТП-131 с заменой КТПН-6/0,22кВ №130,127,121,122,125 на КТПН-6/0,4кВ	2020-2024	1,812МВА/ 18,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Касьяновка, Черемховский район
222.	Реконструкция ВЛ-10кВ "Тальники-Сплавная"	2021-2024	7,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Тальники, Черемховский район
223.	Реконструкция ВЛ-6кВ фид.№1 КРУН-6кВ ПС "Шахта Забитуй", КЛ-6 кВ фидер 1 ПС "Забитуй" от опоры №41 до опоры №42 (в 2 кабеля) п. Забитуй	2021-2023	2,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Забитуй
224.	Реконструкция ВЛ-6кВ фидер №2 ПС "Свирск" от оп.15 до оп.41	2022-2023	1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г.Свирск
225.	Реконструкция ВЛ-10кВ "Тальники-БАМ" с. Тальники	2021-2023	2,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей
226.	Реконструкция ВЛ-35кВ "Онот-Тальники" Черемховский район	2021-2023	15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				потребителей с. Тальники
227.	Строительство отпайки ВЛ-6кВ фидера №7 ПС "Западная-1" от ТП-86 до ТП-33, КТПН-630/6/0,4 кВ	2021-2022	0,63МВА/ 1,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
228.	Строительство РП-6 кВ, КЛ-6 кВ по ул. Мересьева,	2020	0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
229.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ г. в южной части п.Кутулик	2020	0,630МВА/ 4,06км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Аларский р-он
230.	Строительство рапред. сетей 0,4-6(10) кВ г. в северной, северно-восточной, северно-западной частях	2020-2024	1,85МВА/ 6,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
231.	Строительство рапред. сетей 0,4-6 кВ ул. 2-я Петровка, ул. П. Морозова, п. Касьяновка, г. Черемхово	2020	0,32МВА/ 0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Касьяновка, Черемховский район
232.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «ЦРП», Черемховский р-н.	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Михайловка
233.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Тальники» Черемховский район	2024	2МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Тальники.
234.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. №1, 2, 4 Аларский район	2024	5,9 км	Обеспечение надежного электроснабжения п. Забитуй
235.	Строительство РП-6 кВ №12 Черемховский район	2024		Обеспечение надежного электроснабжения п. Касьяновка
236.	Строительство РП-6 кВ №134	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
237.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. №9 РП М.Артем	2024	1 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
238.	Реконструкция ВЛ-6 кВ №4 ПС «Первомайская»	2024	4км	Обеспечение надежного электроснабжения г. Черемхово
239.	Реконструкция ВЛ-6 кВ №7 ПС «Западная-1»	2024	3,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
240.	Реконструкция ответвления ВЛ-10 кВ «Белобородово-К.Ангарск» на КТП-10/0,4 кВ №105	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей ур. Федяево, Черемховский район
241.	Реконструкция ВЛ-6 кВ №3 ПС «ТЭЦ-12», г. Черемхово	2024	4,85км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
242.	Строительство ВЛ-6 кВ от ПС 35/6 кВ «Первомайская» до ТП-6/0,4 кВ №229 по ул. Марата	2024	1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
243.	Строительство КЛ-6 кВ от ТП №40 до ТП №14 по ул. Куйбышева	2024	0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
244.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №19 ПС «Ново-Гришевская»	2024	0,1км	Обеспечение надежного электроснабжения г. Черемхово
245.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №13 ПС "Ново-Гришевская,	2024	0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
246.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №24 ПС "Ново-Гришевская,	2024	0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
247.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №4 ПС "Первомайская"	2024.	0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
248.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №24 ПС "Западная-3", от опоры №24 до ТП №160	2024	0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
249.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №1 ПС "Первомайская" до ТП№45	2024	0,65км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
250.	Строительство КЛ-6 кВ ТП-151-ТП-169	2024	0,6км	Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				электроснабжения потребителей г. Черемхово
251.	Строительство отпайки ВЛ-6 кВ ф.№7 ПС "Западная-1" от ТП-86 до ТП-33, КТПН-6/0,4 кВ	2024	0,63МВА/ 1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
252.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. №31 ПС "Западная-3", КЛ-6кВ,	2024	3,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
253.	Реконструкция распределительных сетей 6кВ и 0,4 кВ по ул. Мичурина и пер. Седова	2024	0,25МВА/3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
АО «БЭСК»				
1.	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2020 - 2024	12,6 МВА 34 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Братске
2.	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2020 - 2024	4 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района
3.	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2020 - 2024	3,75 МВА 10,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чунском районе
4.	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ в Ленинском районе города Иркутска, Иркутском и Ангарском районах с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2020 - 2024	4 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска
5.	Реконструкция электрических сетей 10-0,4кВ с заменой оборудования и прокладкой	2022	РП-10кВ 1,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в жилом районе Центральный

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	новых линий до объектов водозабора в жилом районе Центральный города Братска			города Братска
6.	Реконструкция ВЛ-35кВ, ПС 35/6 кВ «Строительная» в городе Усть-Илимске	2023	32 МВА 2*10,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
7.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Порожская» в жилом районе Порожский города Братск	2023	20 МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в жилом районе Порожский города Братск
8.	Автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии АО «БЭСК»	2020 - 2024	-	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
9.	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/6кВ "Боково" в Ленинском районе	2020	32 МВА 2*3,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска
10.	Строительство электрических сетей напряжением 6 кВ от новой ПС 35/6кВ «Боково» в Ленинском районе города Иркутска	2020 - 2021	4,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска
11.	Строительство ВЛ-35кВ, ПС 35/10кВ в поселке Прибрежный Братского района	2025	8 МВА 2*8,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в поселке Прибрежный Братского района
12.	Строительство электрических сетей напряжением 10(6) -0,4 кВ в п.Мегет, Ангарском районе	2020 - 2024	2 МВА 19,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в п.Мегет, Ангарском районе
13.	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4кВ в городе Усть-Илимске	2020 - 2024	2 МВА 5,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
14.	Строительство электрических сетей в жилом районе Порожский, городе Братске	2020 - 2024	6,3 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в жилом районе Порожский, городе Братске
15.	Строительство электрических сетей в	2020 - 2024	4 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	городе Вихоревка, поселках Братского района			эффективности в городе Вихоревка, поселках Братского района
16.	Строительство электрических сетей в Нижнеилимском районе	2020 - 2024	4 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
17.	Строительство электрических сетей в Чунском районе	2020 - 2024	2 МВА 12,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
18.	Строительство электрических сетей 0,4-10(6) кв. в городе Братске	2020 - 2024	6,3 МВА 11 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
19.	Строительство электрических сетей 6кВ от ПС «Строительная» в городе Усть-Илимске	2024	2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
20.	Строительство РП-6кВ в городе Усть-Илимске	2024	РП-6кВ	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
21.	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10кВ в п.Янталь, Усть-Кутского района	2023	12,6 МВА 2*0,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности п.Янталь, Усть-Кутского района
22.	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Янталь, Усть-Кутского района	2020 - 2024	5,98 МВА 18,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности п.Янталь, Усть-Кутского района
23.	Строительство ПС 27,5/10кВ. Распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Парижская Коммуна, Тайшетского района	2021 - 2024	4,1 МВА 5,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности п.Парижская Коммуна, Тайшетского района
24.	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в г.Тайшет, п.Тагул, д.Сергина, п.Невельская, д.Малиновка, г.Бирюсинск Тайшетского района	2020 - 2024	4,11 МВА 17,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
25.	Строительство ВЛ-35кВ, ПС 35/10кВ «Индустриальная» в жилом районе Центральный города Братска	2025	32 МВА 5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Братске
26.	Реконструкция ПС 35/10кВ «Октябрьская» в п.Октябрьский Чунского района	2025	20 МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чунском районе
ООО «Сетьэнергопром»				

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
1.	Реконструкция участка кабельной линии 35 кВ ТЭЦ9-АЭМЗ	2021	2,7 км	Повышение надежности оказываемых услуг в сфере электроэнергетики
2.	Реконструкция Главной ПС 35/10 кВ с заменой силовых трансформаторов, ячеек 6 кВ ЗРУ 6 кВ	2023	32 МВА	Повышение надежности оказываемых услуг в сфере электроэнергетики
3.	Расширение АИИСКУЭ ООО «Сетьэнергопром»	2024	-	Повышение надежности оказываемых услуг в сфере электроэнергетики
4.	Строительство РП-6кВ №3 корпусе крупноблочных устройств и распред. сетей 6 кВ	2022	РП-6кВ 10 ячеек	Повышение надежности оказываемых услуг в сфере электроэнергетики
		2023	12 МВА 2,5 км	
АО «Витимэнерго»				
1.	Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные с установкой микропроцессорных защит	2020-2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО "Витимэнерго"
2.	Замена маслонаполненных вводов 110кв на силовых трансформаторах	2020-2025		Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО "Витимэнерго"
3.	Замена разрядников на ОПН на ПС 110/35/6	2020-2025		Обеспечение электроснабжения потребителей АО "Витимэнерго"
4.	Реконструкция ВЛ 6, 0,4кВ и центров питания в г. Бодайбо (Н_2036_ВЭ)	2020-2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО "Витимэнерго"
5.	Расширение АИИСКУЭ в сетях АО «Витимэнерго»	2020-2025гг.	-	Обеспечение электроснабжения потребителей АО "Витимэнерго"
6.	Реконструкция устройств РЗА и АУВ на ПС Артемовская	2021	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО "Витимэнерго"
7.	Приобретение оборудования для организации связи	2021-2022.	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО "Витимэнерго"
8.	Установка КТПН 6/0,4кВ №4-1 мощностью 1000кВа взамен ТП мощностью 400кВА и строительство ВЛИ – 0,4кВ	2020	1000кВа	Для осуществления технологического присоединения потребителя

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
9.	Установка КТПН 6/0,4кВ №7-4 и строительство ВЛИ – 0,4кВ	2020	1000кВа	Для осуществления технологического присоединения потребителя
10.	Замена масляных выключателей 6кВ на ПС 35кВ Веселяевская	2020	2шт	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
11.	Проведение энергетического обследования и разработка программы модернизации и развития ЭК АО «Витимэнерго»	2020	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
12.	Замена ТП 6/0,4кВ, на КТПН 6/0,4кВ в г. Бодайбо	2020 - 2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
13.	Реконструкция ПС 35кВ Ежовская с заменой линейных ячеек 35кВ	2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
14.	Реконструкция ПС 35кВ Кяхтинская с заменой ячеек 35кВ	2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»				
1.	Реконструкция ПС 35кВ УПС-4, Замена силовых тр-ров	2021-2022	16 МВА	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей в мкр. Китой
2.	Замена электрооборудования ОРУ-35 ПС 35кВ УПС-4	2021-2024		Обеспечение надежности электроснабжения потребителей в мкр. Китой
3.	Замена КРУН-6кВ ПС 35кВ УПС-4	2021-2024		Обеспечение надежности электроснабжения потребителей в мкр. Китой
4.	Замена кабеля АОСБ-35 на 4 одножильных кабеля АПвПУ2Г от ПС 35 кВ ПП-7 до ПС 35кВ УПС-4,	2021-2024	4х150мм2	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей в мкр. Китой
1.	Строительство электрических сетей для организации централизованного электроснабжения п. Алыгджер, Нижнеудинский район	2023		Присоединение п. Алыгджер Нижнеудинского района к централизованной энергосистеме Иркутской области
2.	Строительство объектов электросетевого хозяйства	2023		Повышение надежности и качества электроснабжения

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	для электроснабжения п. Новомальтинск, Усольский район			потребителей п. Новомальтинск Усольского района
3.	Строительство (реконструкция) электрических сетей Росимущества, находящихся в аренде у ОАО «ИЭСК»	2023		Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей

4.3. Оценка потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

В таблице 4.3.1 представлен прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний и по области в целом.

Таблица 4.3.1. Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний Иркутской области, тыс. т у.т

Категория	Год						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ЭС и котельные ПАО «Иркутскэнерго»	6504,3	6055,0	6230,7	6407,7	6522,2	6722,0	3197,4
уголь	6475,8	6027,1	6201,9	6378,1	6492,1	6691,0	3183,4
мазут	8,6	7,9	8,2	8,4	16,1	8,8	4,5
газ	14,8	14,5	14,9	15,3	15,7	16,0	7,3
дрова и прочее	4,0	5,6	5,7	5,9	6,0	6,2	2,2
ЭС пром. предприятий и розничного рынка, всего	1705,6	1710,0	1710,0	1710,0	1710,0	1710,0	1710,0
уголь	48,2	50	50	50	50	50	50
мазут	87,8	90	90	90	90	90	90
дрова и прочее	1569,3	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0
Котельные, всего	1420,6	1420,9	1383,3	1478,6	1483,2	1491,2	1496,0
уголь	1137,2	1137,5	1049,9	1048,3	1045,8	1046,7	1047,7
мазут	112,0	112,0	111,7	111,7	111,2	106,2	106,2
газ	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
дрова и прочее	163,9	163,9	214,1	311,3	318,7	330,8	334,6
Итого по Иркутской области	**9630,6**	**9565,9**	**9750,6**	**9934,9**	**10057,1**	**10249,3**	**6403,4**
уголь	7662,2	6892,4	7071,1	7250,5	7364,5	7563,4	4281,1
мазут	208,7	195,4	196,6	197,5	205,2	197,9	200,7
газ	22,3	21,9	22,3	22,8	23,3	23,5	14,7
дрова и прочее	1737,3	2456,2	2460,6	2464,2	2464,3	2464,5	1906,9

4.4. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области

С 30 июля 2010 года вступил в силу Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии. Согласно статье 29 указанного закона разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31 декабря 2011 года.

При разработке схем теплоснабжения следует учитывать Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Распоряжением Правительства Иркутской области от 12 октября 2012 года № 485-рп одобрен график разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальными образованиями Иркутской области. В соответствии с ним до конца 2013 года схемы теплоснабжения населенных пунктов должны быть разработаны и утверждены во всех муниципальных образованиях области.

По данным Министерства на 31 декабря 2019 года разработана и утверждена 181 схема теплоснабжения. Схема теплоснабжения города Иркутска до 2031 года утверждена Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22 июля 2016 года № 698. В таблице 4.4.1. представлен список основных крупных городов с указанием новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных.

Таблица 4.4.1. Планы по строительству/расширению ТЭЦ и крупных котельных

Наименование муниципального образования	Описание планируемых новых м расширяемых ТЭЦ и крупных котельных
г. Черемхово	На котельной по ул. Свердлова, 25 предлагается реконструкция с расширением на один котел типа КВм-1,74 номинальной производительностью 1,51 Гкал/ч.
г. Байкальск	Планируется реконструкция теплоисточника Промплощадки с установкой котлов мощностью 60 Гкал/ч и дополнительных котлов до 20 Гкал/ч, а также планируется строительство теплоисточника в м-не Южный с мощностью 30 Гкал/ч с последующим расширением на 20 Гкал/ч
г. Усть-Кут	Планируется строительство новых и расширение старых источников тепловой энергии: Вариант №1 Строительство котельной "Бирюсинка Новая" мощностью 19,8 Гкал/ч; Строительство котельной "Курорт Новая" мощностью 2,15 Гкал/ч; Реконструкция котельной "РЭБ" с

Наименование	Описание планируемых новых м расширяемых ТЭЦ и
	увеличением тепловой мощности с 10,32 Гкал/ч до 70,51 Гкал/ч; Реконструкция котельной "Лена" с установкой котлов; Вариант №2 Строительство котельной "Бирюсинка Новая" мощностью 19,8 Гкал/ч; Строительство котельной "Курорт Новая" мощностью 2,15 Гкал/ч; Реконструкция котельной "РЭБ" с увеличением тепловой мощности с 10,32 Гкал/ч до 53,32 Гкал/ч; Строительство новой котельной "ИНК" с мощностью 25,8 Гкал/ч; Реконструкция котельных "Паниха" и "Лена" с установкой новых котлов;
г. Киренск	Планируется объединение близкорасположенных систем теплоснабжения с реконструкцией: котельные №14, "ДС", №2 объединить на базе котельной №14. Котельные №13, №12, №11 на базе котельной №13. Строительство новой котельной в м-к "Балахня"; объединение котельных №5, 6 на базе котельной №6 с расширением мощности; объединение котельной м-н Аэропорт и №15 на базе котельной №15;
г. Нижнеудинск	Планируется строительство новой котельной "Южная" мощностью 7,7 Гкал/ч; реконструкция котельной школы №1 с расширением мощности на 0,7 Гкал/ч; реконструкция котельной участок №5 (НСФ)

В городах Иркутск, Братск, Зима, Саянск, Усть-Илимск, Ангарск, Шелехов, Усолье-Сибирское, Железногорск-Илимский, Свирск, Бодайбо, Вихоревка, Тулун, Слюдянка, Тайшет и п. Усть-Ордынский строительство новых источников тепловой энергии и расширения мощности старых не планируется.

4.5. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области

В соответствии с корректировкой Генеральной схемы газификации и газоснабжения Иркутской области на ее территории предусматривается формирование четырех центров газодобычи: Южного, Братского, Усть-Кутско-Киренского и Северного. На их базе возможно развитие газовой энергетики.

Наличие природного газа на территории Усть-Кутского и Киренского районов Иркутской области делает возможным реализацию крупного энергетического проекта, снижающего риск развития энергодефицитной ситуации в Иркутской области. Этот проект направлен на строительство газовой электростанции в районе г. Усть-Кута. В соответствии с перечнем объектов, представленном ранее в разделе 4.4., в Иркутской области не планируется ввод новых мощностей на базе когенерационных источников энергии и парогазовых технологий. Для г. Усть-Кута в случае подачи газа в город возможна реализация четырех вариантов развития систем централизованного теплоснабжения:

– установка блочных модульных котельных в центральной части города и автономных газовых источников в районах неблагоустроенного сектора;

– использование блочных модульных котельных с дополнительным размещением Мини-ТЭЦ;

Согласно Схеме теплоснабжения г. Усть-Кута суммарная тепловая нагрузка к 2025 году может составить более 180 Гкал/ч. При этом предусмотрен вариант развития, с учетом подачи газа в перспективе и перевода части котельных на использование газа и возможностью модернизации существующих котельных на окраинах города, работающих на угле и щепе.

Предполагается, что реализация мероприятий по газификации Иркутской области позволит создать условия для газификации основных промышленно-административных центров Иркутской области (городов Иркутск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово), оптимизации структуры топливно-энергетического баланса, увеличению доли когенерационного производства энергии в регионе на базе эффективных и экологичных газовых и парогазовых технологий. При этом перевод на газ действующих ТЭЦ связан с ограничивающими факторами (значительные инвестиции в модернизацию ТЭЦ, межтопливная конкуренция с местными углями). Поиск необходимых механизмов по компенсации/сглаживанию этих факторов должен проходить в рамках совместных рабочих групп поставщиков, потребителей газа и региональных властей.

Окончательный оптимальный вариант повышения надежности теплоснабжения потребителей города Усть-Кут должен определяться в рамках технико-экономического сравнения затрат сооружения источников комбинированной выработки электроэнергии и тепла и альтернативных вариантов сооружения котельных, с учетом мероприятий по электросетевому строительству, предусмотренному в проекте СиПР ЕЭС на 2020-2026 гг.

При реализации плана газификации Иркутской области, предусматривающего поставку природного газа в крупные города Иркутской области, появляется возможность его использования для когенерационной выработки электрической и тепловой энергии. Это может быть как перевод существующих энергоисточников на газ, так и строительство новых. При этом перевод ТЭЦ на газовое топливо следует рассматривать в среднесрочной перспективе. Основные эффекты, достигаемые при использовании газа в качестве топлива, заключаются в следующем:

– улучшение экологических показателей;

– снижение выбросов парниковых газов, в том числе CO2;

– решение проблем с наполняемостью золоотвалов ТЭЦ и утилизации золо-шлаковых отходов.

В зоне южной газификации расположены 8 ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»: Ново-Иркутская ТЭЦ, Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10, ТЭЦ-11, ТЭЦ-12, Ново-Зиминская ТЭЦ. Основным топливом этих станций является каменный и бурый уголь разрезов Азейский, Мугунский, Черемховский, Головинский. В год потребление составляет более 7,5 млн. тонн натурального топлива. При

существующем уровне потребления топлива в регионе разведанных запасов угля по промышленным категориям может хватить на более чем 700 лет.

Таким образом, основным сдерживающим фактором использования газа в энергетики региона является топливная конкуренция со сравнительно недорогими местными углями. Экономически целесообразная цена газа по результатам предварительного исследования должна быть ниже средних цен на газ в соседних регионах. Это связано в первую очередь со значительными инвестициями в реконструкцию ТЭЦ при переводе на газ.

Для обеспечения экономической целесообразности проведения мероприятий по переходу к газовой энергетике как для поставщиков газа, так и для энергетических компаний, необходима координация между ними и государственной властью, в частности по привлечению дополнительных источников финансирования (государственные субсидии, налоговые льготы), пересмотру правил и методов определения тарифа на тепловую энергию с целью обеспечения и повышения рентабельности действующих ТЭЦ; поставке на объекты энергетики газа после газохимической переработки с соответствующим понижением стоимости газа.

Одним из путей развития газовой теплоэнергетики является внедрение парогазового цикла на действующих ТЭЦ путем проведения комплексной модернизации, которая заключается в переводе котлов на сжигание природного газа и надстройкой энергоблоков газотурбинными установками. Объединение ГТУ с действующими ПТУ предполагает значительную реконструкцию котлоагрегатов для сжигания газа и утилизации выхлопных газов на ГТУ, как и непосредственную установку дорогостоящих ГТУ, что требует высоких капиталовложений, поэтому комплекс подобных мероприятий требует глубокого анализа и обоснованных технических проработок. По результатам укрупненной технико-экономической оценки, проведенной с использованием фактических показателей работы ТЭЦ Иркутской области, сделаны выводы об экономической нецелесообразности проведения модернизации действующих ТЭЦ с их переводом на парогазовый цикл путем надстройки ГТУ. Капиталовложения на перевод котлов для сжигания природного газа составляют не менее 2,5–3 млн. руб./(Гкал/ч) , при этом капиталовложения в надстройку ГТУ по различным оценкам составляют от 750 до 850 тыс. долл./МВт. Так, например, при тарифе 0,7 руб./кВт*ч модернизированная ПГУ-ТЭЦ становится более экономичной по сравнению с действующей ПТУ-ТЭЦ только при стоимости газа менее 20 $/тыс.м3, что является недостижимым при существующей конъюнктуре цен на газ. К подобным выводам приводит и технико-экономическая оценка ПАО «Иркутскэнерго» по переводу Ново-Зиминской ТЭЦ на газ, по результатам которой сделано заключение о неэффективности надстройки ГТУ в условиях ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго».

Перевод угольных ТЭЦ на газ кроме положительного влияния на проект газификации региона и решения вопросов экологии способен привести к отрицательным последствиям, связанными с потерями в угольной отрасли, в частности, закрытием прибыльных разрезов, сокращениями на угольных предприятиях и на ТЭЦ при переходе на газ, и другими последствиями. Кроме

того, переход существующих ТЭЦ на газ может привести к повышению тарифов на тепловую и электрическую энергию. В рамках проработки вопросов газификации региона целесообразно предусмотреть комплекс мероприятий, предотвращающих негативные последствия.

Использование газа в энергетике возможно при создании новых мощностей. Однако, учитывая текущую оценку баланса потребления и производства электроэнергии, наличие резервов угольной генерации и недорогих мероприятий по их развитию, необходимость в новых газовых энергоисточниках на юге Иркутской области в рамках рассматриваемого горизонта СиПР отсутствует.

4.6. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Иркутской области на 5-летний период

В настоящее время в 10 городах области (Ангарск, Байкальск, Братск, Железногорск, Иркутск, Саянск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Черемхово, Шелехов) действуют теплофикационные системы с одной или несколькими ТЭЦ. Наиболее крупные из них, действуют в Иркутске, Ангарске, Братске, Усть-Илимске, Усолье-Сибирском и Саянске. Они имеют развитые тепловые сети с радиусами теплоснабжения (расстояние по трассе от источника до конечного потребителя) до 15 км и с диаметрами головных магистралей до 1200 мм. Протяженность тепловых сетей в одной системе измеряется сотнями километров.

Общая протяженность тепловых сетей в Иркутской области составляет более 3900 км. Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, достигает 35%, из которых более 670 км являются ветхими. В таблице 4.6.1 представлены данные о протяженности и техническом состоянии тепловых сетей от котельных в крупных городах области и тех районах, где износ тепловых сетей превышает 75%.

Как видно из таблицы 4.6.1 состояние тепловых сетей области требует разработки программы замены и модернизации теплопроводов, предусматривающей более высокие темпы замены тепловых сетей. Кроме того, условия эксплуатации предполагают применение более современных материалов и технологий. Необходимо внедрение систем автоматики и управления в тепловых сетях и установках потребителей для организации эффективной теплогидравлической работы системы.

Почти половина тепловых сетей области (46 %) принадлежит ПАО «Иркутскэнерго», эксплуатация которых осуществляется предприятиями управления тепловых сетей (УТС) на базе ТЭЦ в Иркутске, Ангарске, Братске, Усолье-Сибирском, Железногорске-Илимском, Зиме, Усть-Илимске, Черемхово. Эксплуатацией коммунальных теплоснабжающих систем занимаются муниципальные теплоэнергетические предприятия в крупных городах и муниципальные предприятия жилищно-коммунального хозяйства в других населенных пунктах области. Эти предприятия эксплуатируют 995 котельных и около 2000 км тепловых сетей.

Таблица 4.6.1. Протяженность тепловых сетей котельных Иркутской области

Наименование муниципального образования	Протяженность тепловых сетей, км		
	всего	нуждающиеся в замене	износ %
г.Саянск	76,34	0,34	73
г.Свирск	22,79	17,99	78
Казачинско-Ленский район	49,35	25,80	75
Киренский район	77,46	27,58	85
Мамско-Чуйский район	82,92	59,86	76
Ольхонский район	8,80	5,60	75
Усть-Удинский район	15,05	5,30	80

К настоящему времени в теплосетевом хозяйстве Иркутской области сложилась ситуация, когда наиболее широкое применение получили элеваторные схемы присоединения отопительной нагрузки, открытый водозабор, традиционная подземная прокладка в непроходных каналах теплопроводов с минераловатной изоляцией. Распределение теплоносителя между потребителями осуществляется с помощью дроссельных устройств, устанавливаемых на вводах в здания. Эти устаревшие технические решения не позволяют эффективно транспортировать и использовать тепловую энергию, что приводит к ее сверхнормативным потерям и перерасходам.

В таблице 4.6.2 представлены основные проекты по вводу тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго» на перспективу до 2025 года.

Таблица 4.6.2. Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго» на период 2020–2025 годы

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
г. Иркутск										
Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии										
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч										
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Гостиничный комплекс» на границе земельного участка заявителя ООО «Шоршия Девелопмент».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,249	0,41	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	15							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта "Гостиница" на границе земельного участка заявителя С.Л. Симакин.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,3679	0,13	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта "Детский сад в Ново- Ленино" на границе земельного участка заявителя ОООИК ВостСибСтрой.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,237	3,27	3,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	120							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,449	0,13	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
подключения объекта «Здание травм.пункта ОГБУ«ИГКБ №3» на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области»	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Административное здание» на границе земельного участка заявителя ООО «Металл-Транзит».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,104	2,86	0,00	2,86	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	100							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Гостиница» на границе земельного участка заявителя ООО «Глобал строй инвест»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,58527	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Многоквартирный жилой дом» на границе участка заявителя ООО «Танар».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,4022	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Многоквартирные жилые дома» на	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,15	1,29	0,00	1,29	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	45							
	Диаметр	мм	50							

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
границе участка заявителя Комитет по управлению муниципальным имуществом администрации г. Иркутска.	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Учебный корпус» на границе участка заявителя Вост.-Сиб. дирекция по кап.строительству - Дирекции по строительству сетей связи - филиала ОАО «РЖД»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,371	2,29	0,00	2,29	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	80							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «здание суда» на границе земельного участка заявителя Арбитражный суд Иркутской области.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,2571	8,68	0,00	8,68	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	201							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Среднеэтажная жилая застройка» на границе участка заявителя ООО «Кси-строй».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,946	0,26	0,00	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Группа жилых домов. 1,2,3 очереди» на границе участка заявителя ООО «Деловые инвестиции».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,23526	1,81	1,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	40							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Жилой комплекс» на границе участка заявителя ООО «Старт инвест».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,278	0,72	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	15							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:										
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Группа жилых домов» на границе участка заявителя ООО «Сити Парк».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,9735	9,52	9,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	210							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта Детская поликлиника ОГАУЗ "ИГКБ №10	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,64	1,36	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	30							
	Диаметр	мм	100							

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области»	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети до точки подключения объекта Многоквартирные дома с ТП и инженерными сетями на границе участка заявителя КУМИ г. Иркутск	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,803	2,26	2,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «многоквартирные жилые дома» на границе участка заявителей СК «Регион Сибири».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,008	0,28	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Центр по хоккею с мячом и конькобежным видам спорта» на границе участка заявителя ОГКУ УКС г Иркутска.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,793	2,79	2,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	60							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта Филиал поликлиники ОГАУЗ «ИГКБ №1» на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,585	1,47	0,00	1,47	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	30							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Многоквартирные жилые дома» на границе участка заявителя ООО «Мечта».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,374	0,99	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	20							
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Группа жилых домов» на границе участка заявителя АО ФСК «Новый город». Имеются выданные условия на подключение от 30 августа 2018 года №120	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,849	14,06	0,00	14,06	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	270							
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Центральный стадион «Труд» (Западная трибуна)" на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,9705	3,09	3,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	56							
	Диаметр	мм	200							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Центр управления перевозками Восточного полигона (ЦУП ВП).	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	4,245	0,33	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	200							
	Тип прокладки	подземная,								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Блок №5.» на границе участка заявителя Вост.-Сиб. дирекция по кап. строительству - Дирекции по строительству сетей связи - филиала ПАО»РЖД»		канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Иркутская областная туберкулезная больница» на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	12,389125	43,99	0,00	43,99	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	716							
	Диаметр	мм	250							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Реконструкция и строительство тепловых сетей для подключения мкр. «Современник»										
Мероприятия, обеспечивающие техническую возможность подключения:				230,96	134,12	96,83	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкция тепловой сети от ТНС «Аэропорт» до ТК-23Д-45-3 с Ду200 на Ду400 L≈ 190м	Протяженность	м	190	27,71	27,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	400							
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Реконструкция тепловой сети от ТП-3 до ТП-2 с Ду600 на Ду800 L≈ 465м	Протяженность	м	465	149,24	73,16	76,08	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	800							
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Реконструкция тепловой сети от ТК-23Д-45-3 до ТК-23Д-45-11 с Ду200 на Ду350 L≈ 275м	Протяженность	м	275	33,25	33,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	350							
	Тип прокладки	подземная,								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
		бесканальна								
Реконструкция тепловой сети от ТК-23Д-45-11 до ТК-23Д-45-15 с Ду200 на Ду300 L≈259м	Протяженность	м	259	20,75	0,00	20,75	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	300							
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Мероприятия по строительству новой сети для подключения:				163,94	80,36	83,58	0,00	0,00	0,00	0,00
Строительство тепловой сети Ду300 L≈ 2300 м до границы земельного участка объекта	Протяженность	м	2300	163,94	80,36	83,58	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	300							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Всего:				394,91	214,49	180,41	0,00	0,00	0,00	0,00
Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения										
Сети в собственности ПАО «Иркутскэнерго»				2 501,12	329,50	387,31	406,67	463,34	446,65	467,64
Реконструкция тепловой сети ТК-35Д до НПС «Релейная»				36,74	0,00	0,00	0,00	36,74	0,00	0,00
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей				2 464,38	329,50	387,31	406,67	426,60	446,65	467,64
Сети в собственности АО «Байкалэнерго»				15,80	6,30	0,00	0,00	9,50	0,00	0,00
Техническое перевооружение тепловой сети от ТК-0 до ТК-3 по ул. Нестерова 32 (ПИР)				2,77	1,38	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкция тепловой сети от ТК-3 до ТК-0 по ул. Баррикад 54				1,33	0,66	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Увеличение пропускной способности с Ду 200мм мм на Ду 250 мм (ПИР)										
Техперевооружение тепловых сетей от ТК до жилых домов по ул. Баррикад 187,189, 189 а (ПИР)				0,60	0,30	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00
Реконструкция ограждения, подпорной стенки, ливневой канализации на территории АТЦ по ул. Тухачевского 3а				12,00	6,00	0,00	6,00	0,00	0,00	0,00
Строительство автобокса на территории котельной Летняя 2				19,00	9,50	0,00	0,00	0,00	0,00	9,50
Итого:				2 516,92	335,80	387,31	406,67	472,84	446,65	467,64
Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки										
Реконструкция тепловой сети от ТК-51Д-17 до ТК-51Д-23, от ТК-51Д-25 до ТК-51Д-27 (увеличение диаметра с Ду=100 на Ду=150)	Протяженность	м	300	11,95	1,14	10,80	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Техническое перевооружение ПНС «Луч Аэропорта» с заменой насосного оборудования			-	45,28	0,00	4,06	41,22	0,00	0,00	0,00
Реконструкция тепловой сети от ТК-2 до до ТК-5П-4-3			-	94,23	0,00	0,00	8,20	86,03	0,00	0,00

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Реконструкция тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7*п-1, тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7п-4			-	17,09	1,52	15,56	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкция тепловой сети от ТК 67-7* до ТНС "Радужный"	Протяженность	м	200	12,35	1,10	11,24	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	300							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Итого:				180,91	3,77	41,68	49,42	86,03	0,00	0,00
Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных по ул. Баррикад и закольцовке тепловых сетей Правобережного района										
Мероприятия, обеспечивающие возможность закрытия котельных от тепловой сети по ул. Баррикад.				721,20	424,00	229,20	67,99	0	0	0
Строительство тепловой сети от тепловой магистрали по ул. Баррикад до ТК-23Д-25 со строительством НПС Ядринцева										
2 ПК		400	1826	184,21	0,00	184,21	0	0	0	0
1 ПК		400	741	131,35	131,35	0,00	0	0	0	0
Строительство НПС "Лисиха-2"				174,78	129,79	44,99	0	0	0	0
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-23д до ТК-23д-11 с увеличением диаметра 2 этап		600	672,7	55,46	55,46	0	0	0	0	0
Реконструкция тепловой сети 6 коллектора от выхода из проходного канала №3 по ул. Рабочая до ТК-7Е		800	583,14	107,39	107,39	0	0	0	0	0

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Строительство тепломагистрали №4 «РК«Свердловская» Правый берег». Уч. от э/к «Лисиха» до ТК-32Д-8*		800; 600	129,87; 10	67,99	0	0	67,99	0	0	0
Строительство тепловой магистрали от ТК-7Е по улице Баррикад				669,52	0	0	0	155,18	272,48	241,84
1 ПК		600; 100	1952; 62	41,26	0	0	0	0,00	0,00	41,26
2 ПК		600;200; 150	368; 191; 322	152,62	0	0	0	0,00	152,62	0
3 ПК		600; 125	479; 81	119,86	0	0	0	0,00	119,86	0
4 ПК		600; 150	270; 85	70,24	0	0	0	70,24	0	0
5.1 ПК		400	265	84,94	0	0	0	84,94	0	0
5.2 ПК		400	144	0,00	0	0	0	0	0	0
6 ПК		400; 250	318; 26	0,00	0	0	0	0	0	0
7 ПК		250; 200; 150; 100	210,2; 900,8; 11,3; 66,6	133,87	0	0	0	0	0	133,87
8 ПК		125; 100; 65	339,5; 473;68	66,71	0	0	0	0	0	66,71
9 ПК		150; 50	533; 144	0,00	0	0	0	0	0	0
10 ПК		150	1062	0,00	0	0	0	0	0	0
11 ПК		150	151	0,00	0	0	0	0	0	0
Инвестиции на ЦТП.				124,70	0	0	35,09	12,16	37,96	39,48
Напольная, 90 (котельная)				11,70	0	0	11,70	0	0	0
Баррикад, 159 (котельная)				11,70	0	0	11,70	0	0	0

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Зимняя, 6а (котельная)				11,70	0	0	11,70	0	0	0
Ленская, 6 (котельная)				12,16	0	0	0	12,16	0	0
Баррикад, 145 (котельная)				12,65	0	0	0	0	12,65	0
Освобождения, 58 (котельная) (завод Сварщик)				12,65	0	0	0	0	12,65	0
Котельная завода Стройдеталь				12,65	0	0	0	0	12,65	0
Нестерова, 32 (котельная)				13,16	0	0	0	0	0	13,16
Нестерова,14 (котельная)				13,16	0	0	0	0	0	13,16
Радищева, 67 (котельная)				13,16	0	0	0	0	0	13,16
Итого по проекту:				1 515,42	424,00	229,20	103,08	167,35	310,44	281,32
Мероприятия по переводу котельных на Н-ИТЭЦ в части АО «Байкалэнерго»										
Строительство распределительных сетей от здания школы № 73				11,30	11,30	0,00	0	0	0	0
Строительство распределительных сетей от кот. ул. Напольная, 90				11,18	1,20	9,98	0	0	0	0
Строительство распределительных сетей от кот. ул. Баррикад, 159				12,02	1,68	10,34	0	0	0	0
Строительство распределительных сетей от кот. ул.Зимняя,6				10,94	1,68	9,26	0	0	0	0
Итого:				45,44	15,86	29,58	0	0	0	0
Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных по ул. 4 Советская и передача нагрузки на Н-ИТЭЦ										
Закрытие мазутных котельных АО "Байкал-энерго" и ВГТРК по ул. 4 Советская, переключения на Н-ИТЭЦ		Подземная канальная	150,	37,96	3,43	34,53	0	0	0	0
Мероприятия по переводу котельной ул. Радищева 132 на централизованное теплоснабжение от Н-ИТЭЦ										
Закрытие котельной Ради- щева, 132 (Школа 73)		подземная канальная	770,	41,30	41,30	0	0	0	0	0
Строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них для теплоснабжения мкр. «Зеленый» от Н-ИТЭЦ										
Строительство тепловой сети на		300	4150,	436,85	10,81	208,8	217,1	0	0	0

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
микрорайон «Зелёный»			подземная			4	9			
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-42Е до ТК-44Е		500	249, подземная	27,42	2,60	12,17	12,65	0	0	0
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-17Е до ТК-21Е		600	539, подземная	93,46	5,20	43,26	44,99	0	0	0
Перевооружение ПНС «Топкинская»				15,16	0	4,27	44,99	0	0	0
Строительство тепловой сети для передачи тепловой нагрузки котельной 1-я Московская на котельную ул. Полярная 97										
Строительство тепловой сети от котельной ул. 1-я Москов- ская 1 до ТК-3 ПР		100	880, подземная, канальная	29,01	0	29,01	0	0	0	0
г. Ангарск										
Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей:										
1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:										
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:										
Строительство тепловых сетей от УТ-8 по ул. Декабристам до Объекта УКСЖКХТ и С АГО Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/2877 от 12.10.2017) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,195	8 663	8 663	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	450							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от УТ-1 до малоэтажной застройки	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,42	2 634	2 634	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
(объект УА и Г администрации АГО). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/4199 от 26.12.2014) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Протяженность	м	80							
	Диаметр	мм	65							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети от УТ 15 до 5-ти этажного ж/дома (объект УА и Г администрации АГО). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/4134 от 24.12.2014) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,421	2 201	2 201	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	60							
	Диаметр	мм	65							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети от ТК-309 до жилого дома с объектами СКБ (объект УА и Г администрации АГО). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/2033 от 02.07.2014) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,483	8 173	8 173	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	400							
	Диаметр	мм	65							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети от	Тепловая	Гкал/ч	0,437	7 755	7 755	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
ТК-2 до ООО "СПМК-7". Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/1636 от 14.06.2018) и схемы теплоснабжения г.Ангарска, утвержденной постановлением администрации г. Ангарска от 04.03.2014 г. №179-г - раздел 1, таблица 1.14, № п/п 5.	нагрузка									
	Протяженность	м	120							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
ТК-309 ул. Бульварная до объекта ООО "ТЦ Домашний". Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/2246 от 02.08.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,47634	0,00	0,00	65 269	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	1900							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловых сетей от ТК-24 Первый промышленный массив, квартал 4 до Склада изотермического хранения этилена (УКСЖКХТ и С АГО) Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/1213 от 04.05.2017) и учитывается при	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,53	0,00	0,00	67 219	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	2100							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
актуализации схемы теплоснабжения										
Строительство тепловой сети от Н.О. у т. А теплосети к НПС "Мегет" объекта МКУ "СМХ". Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/2062 от 23.07.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,825	17 214	17 214	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	500							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от ТК-261 Ленинградский объекта ЗАО «Стройкомплекс». Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/1484 от 30.05.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,062	730	730	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	10							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловых сетей от, НО-14 между Московским трактом и ул. Макаренко до КУМИ АГО Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/2511 от 12.09.2017)	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,469	39 349	39 349	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	550							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Итого, подключаемая тепловая нагрузка		Гкал/ч	6,318	86 720	86 720	132 488				
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:										
Строительство тепловой сети от УТ 1 до жилой застройки (объект УА и Г администрации АГО). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/114 от 21.01.2015) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,54	82 658	82 658	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	1400							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от ТК-43 по ул. Коминтерна объекта ЗАО «Стройкомплекс». Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/3383 от 15.11.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,7952	0,00	0,00	2 394	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	60							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство теплосети от ТК-10а вдоль автодороги №1 до гаража (объект АО "АНХК"). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (515-44/9126 от	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,5	0,00	0,00	2 896	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	60							
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
07.11.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения										
Строительство тепловой сети от УТ-2 по ул. Радужная до МОУСОШ 32, (объект МКУ "СМХ"). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (515-44/7290-6865 от 16.08.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,153	0,00	0,00	6 274	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	130							
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловых сетей от УТ-14 по ул. Декабристам до оздаровительного комплекса (УКСЖКХТ и С АГО) Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (2515-44/5786 от 07.06.2017) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	6,291	0,00	0,00	28 207	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	420							
	Диаметр	мм	200							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Итого подключаемая тепловая нагрузка		Гкал/ч	15,2792	82 658	82 658	39 771				
Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей										
Сооружения для передачи паровых	Протяженность	м		408 920	408	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
нагрузок, ХОВ и возврата конденсата с участка №1 ТЭЦ-9 на участок ТЭЦ-9. Трубопроводы пара, ХОВ, возврата конденсата	Диаметр	мм			920					
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Стальные трубы общей протяженностью 16324,21 пог.м., в т.ч. подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 8752,76пог.м., воздушной прокладки на опорах 7571,45 пог.м-Магистральная теплосеть №2 от ТЭЦ-1.Инв. №3030021.Тех. перевооружение: установка насосного оборудования.	Протяженность	м		37 939	37 939	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм								
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Строительство тепловой сети «Тепломагистраль ТЭЦ-10 - ЦТП в Ново-Ленино». Данное мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлического расчета и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения.	Протяженность	м	18900	923 469	450 852	472 617	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм								
	Тип прокладки	подземная, бесканальна	800							
Всего:				1 370 328	897 711	472 617	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников										
Реконструкция тепловой	Протяженность	м	1239,9	95 242	11	40	43	0,00	0,00	0,00

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
магистрали ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ 10 от Точки А до НПС Мегет. Данное мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлич. расчета и отражено в схеме тепло-снабжения, главе № 5, талбл 31, п.7.	Диаметр	мм	300		120	767	355			
	Тип прокладки	на низких опорах								
Реконструкция тепловой магистрали №4 от ТЭЦ-9 на участке от пав.287 в сторону неподвижной опоры НО-366, г. Ангарск. Мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлического расчета и отражено в схеме теплоснабжения, главе № 4, вариант № 2, талб 4.2.1, п.2.	Протяженность		2145	321 188	65 000	47 263	208 925	0,00	0,00	0,00
	Диаметр		800							
	Тип прокладки									
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность		3054	61 044	15 242	45 802	0,30	0,00	0,00	0,00
	Диаметр		от 40 до 400							
	Тип прокладки									
Всего:										
г. Железнорск-Илимский										
Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:										
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:										
Строительство теплосети от ВП Донецкий до потребителя	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,4	2832	2832	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Протяженность	м	64							
	Диаметр	мм	70							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство теплосети от ТК9 (т/с «Малое кольцо») до потребителя (Михалев П.П.)	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,205484	1093	1093	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	110							
	Диаметр	мм	70							
	Тип прокладки	надземная								
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей										
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	3220	92831	48427	44404	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	150-400							
Всего:										
г. Братск										
Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:										
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:										
Строительство тепловой сети до нового потребителя склад. Мероприятие включено в инвестиционную программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства №201-07/106-3-40 от 19.09.2018 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,229499	1019	1019	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	40							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Строительство тепловой сети до нового потребителя здание спортзала. Мероприятие включено в инвест. программу на основании выданных ТУДП объекта капитального строительства от 04 октября 2018 года №251-14/2499-28 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,199	1176	1176	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	35							
	Диаметр	мм	70							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети до новых потребителей 6 жилых домов. Мероприятие включено в инвестиционную программу имеются ТУДП объекта кап. строительства от 07 сентябр 2018 года № 251-14/2290-27 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,319	2659	2659	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	65							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Итого подключаемая тепловая нагрузка:		Гкал/ч	1,747499	4 853	4 853	0				
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:										
Строительство тепловой сети до нового потребителя - Детский городок. Мероприятие включено в инвестиционную программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства от 22 февраля 2018	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,601906	9753	9753	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	110							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
года №251-07/554-21 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения										
Строительство тепловой сети до объектов малоэтажного жилищного строительства. Мероприятие включено в инвест. Программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства от 22 февраля 2018 №251-07/554-21 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,7102	476	0,00	476	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	0							
	Диаметр	мм	0							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети до здания школы в 26 мкр. Мероприятие включено в инвест. Программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства от 27 сентября 2018 года № 201-07/2501-42 от и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,534	407	407	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	0							
	Диаметр	мм								
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети до здания перинатального центра. Мероприятие включено в инвест. Программу, имеются ТУДП объекта	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,5	12 427	12 427	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	220							
	Диаметр	мм	200							

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
кап. строительства от 16 марта 2016 года №515-45/3087-2319 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Итого подключаемая тепловая нагрузка:		Гкал/ч	14,346106	23 063	22 586	476				
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей										
Оптимизация теплоснабжения Центрального района г. Братска. Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска (книга 8)	протяженность	м.п.	2931	1116078	480741	635338	592812	0,00	0,00	0,00
	диаметр	мм	1000							
	протяженность	м.п.	80							
	диаметр	мм	700							
	протяженность	м.п.	20	38424	5768	32656	0,00	0,00	0,00	0,00
	диаметр	мм	700							
	протяженность	м.п.	2324							
	диаметр	мм	250							
Магистральная т/сеть от тепловой камеры 3 до тепловой камеры 26. Реконструкция участка теплосети от ТК-23 до ТК-26 инв. № 14802031251. Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска (книга 8) «Тех. перевооружение участка т/сети от ТК-10 до ТК-16». Участок ТК-14-ТК-15	протяженность	м.п.	470	46672	46672	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	диаметр	мм	200							
Магистральная т/сеть от бойлерной	протяженность	м.п.	614							

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
установки города №2 до ТК А,9,16 l=1,503. 14801031048. Техническое перевооружение участка т/сети от ТК-10 до ТК-16». Участок ТК-14-ТК-15 Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска	диаметр	мм	400							
Магистральная т/сеть от бойлерной установки города №2 до ТК А,9,16 l=1,503. 14801031048. Техническое перевооружение участка т/сети от ТК-10 до ТК-16». Участок ТК-15-ТК-16 Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска	протяженность	м.п.	575	54410	0,00	54410	0,00	0,00	0,00	0,00
	диаметр	мм	400							
г. Усолье-Сибирское										
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:										
Строительство новой тепловой сети для подключения объекта физкультурного комплекса с универсальным игровым полем.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,442	10270	10270	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	256							
	Диаметр	мм	89							
	Тип прокладки	подземная								
Строительство новой тепловой сети для подключения объекта детский сад на 350 мест	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,578	1123	1123	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	28							
	Диаметр	мм	89							
	Тип прокладки	подземная, канальная								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей										
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	4867,6	262884	119312	143572	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	500-800							
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	5392,69	107058	46976	60082	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	50-500							
г. Черемхово										
Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:										
Строительство тепловой сети от ТК-10а до потребителя - жилых домов по ул. 2-я Стахановская, 13/А	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,38	0,00	3594	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	100							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
г. Шелехов										
Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей										
Техническое перевооружение сетевых трубопроводов	Ду 80 - 5 м. Ду 700 - 50м. Ду 426 - 37 м. Ду 100 - 90 м. (и др. 87 м.) Арматура (Ду 700 -10) - 71 штука. Насос 60 м3/час - 1 шт	м		43246	43246					

На период реализации СиПР предусматривается подключение новых потребителей со строительством тепловых сетей от точек подключения до границ земельных участков в г. Иркутске, Ангарске и Братске. Сроки и объемы работ по строительству новых участков от существующих тепловых сетей централизованных систем теплоснабжения городов до абонентских пунктов заявителя определяются в зависимости от подаваемых заявок на подключение.

В части развития теплосетевой инфраструктуры региона следует отметить крупный проект, связанный со строительством трубопровода тепловой сети от ТЭЦ-10 до Иркутска (проект «ЮГ») и направленный на покрытие тепловой нагрузки части потребителей города за счет мощностей ТЭЦ-10. При этом необходимо учесть, что потребуется модернизация конденсационной станции для эффективной работы по теплофикационному графику. Проект «ЮГ» позиционируется компанией ПАО «Иркутскэнерго» как стратегический и рассматривается в качестве альтернативного варианта для развития теплоснабжения областного центра, что подтверждается Схемой теплоснабжения. На данный момент, проведенные технико-экономические оценки проекта показывают, что в рамках существующих тарифных решений он не может быть реализован при полном финансировании ПАО «Иркутскэнерго». По информации компании, региональные и муниципальные власти прорабатывают варианты софинансирования данного проекта, позволяющего частично решить проблемы, связанные с обеспечением надежного теплоснабжения потребителей с учетом роста нагрузок.

4.7. Технико-экономическое обоснование с оценкой инвестиционного потенциала для перевода децентрализованных населенных пунктов Иркутской области с дизельного топлива на возобновляемые, вторичные энергетические ресурсы, а также местные виды топлива

Для технико-экономического обоснования эффективности применения возобновляемых источников энергии с оценкой инвестиционного потенциала и последующей рекомендацией первоочередных пунктов их размещения были выбраны небольшие населенные пункты, исходя из месторасположения, когда нет возможности подключения к централизованному электроснабжению даже на отдаленную перспективу и нет предпосылок к использованию местных видов топлива. К таким населенным пунктам отнесены:

– с. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район);

– с. Наканно и с. Ербогачен (Катангский район), удаленные от централизованного электроснабжения и имеющие наиболее высокие объемы в районе (исключая крупные населенные пункты) бюджетных субсидий;

– с. Подволочное и д. Ключи (Усть-Удинский район), имеющие одни из наибольших объемов субсидий в районе;

– с. Вершина Тутуры (Качугский район), труднодоступный населенный пункт с сезонным сообщением по автозимнику.

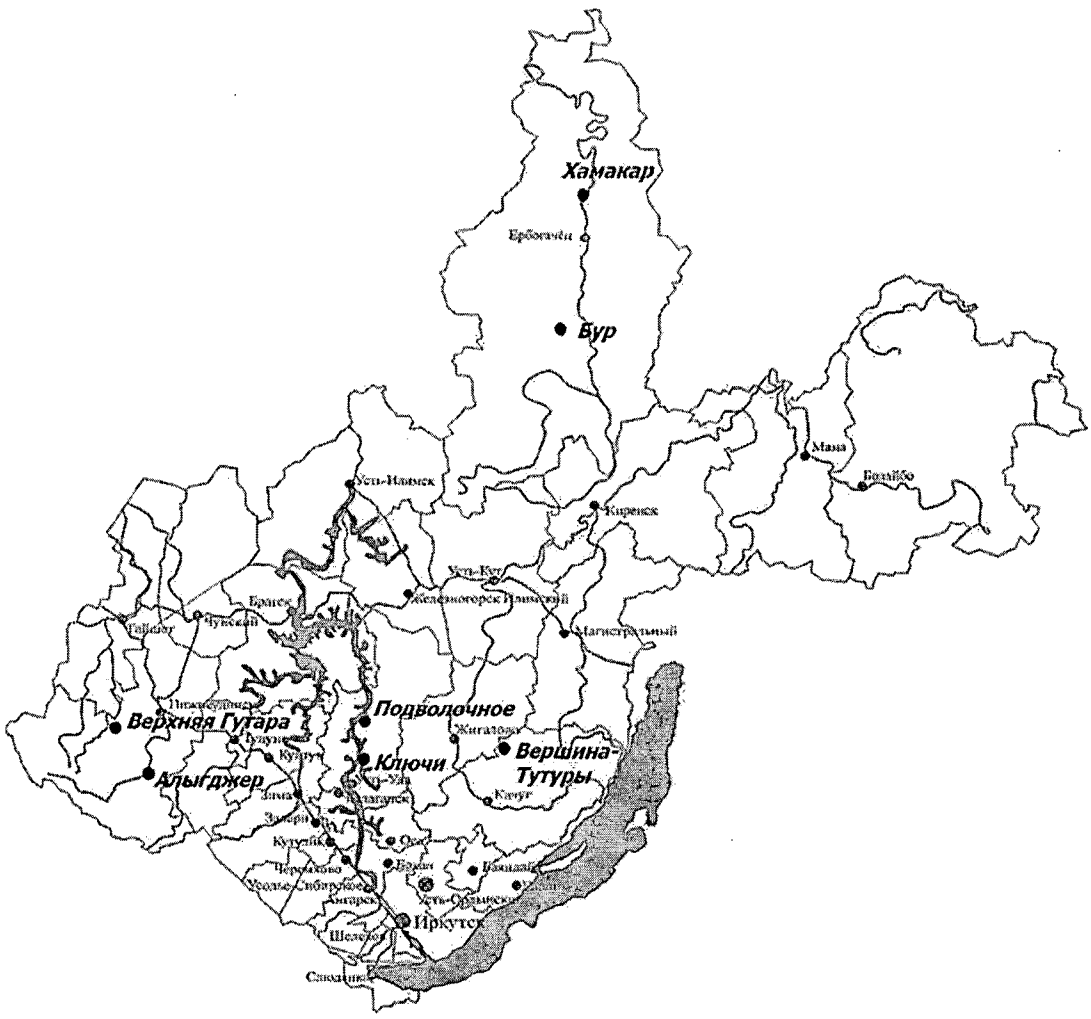


Рисунок 4.1 – Расположения населенных пунктов, выбранных для модернизации системы электроснабжения с использованием ВИЭ

Применение возобновляемых энергоисточников в значительной степени зависит от потенциала возобновляемых природных энергоресурсов. Исходя из анализа величины и внутригодового распределения различных видов ресурсов можно рассматривать целесообразность применения соответствующих типов ВИЭ. В таблице 4.7.1. представлена характеристика этих населенных пунктов.

Таблица 4.7.1. Характеристика населенных пунктов за 2019 год

Населенный пункт	Уст-нная мощность, кВт	Объем ежегодного производства ЭЭ, тыс. кВт.ч	Уд. расход усл. топлива на выработку 1 кВт.ч., кг/кВт·ч	Объем ежегодного субсидирования, млн. руб.	Тариф руб./кВт. ч
с. Верхняя Гутара	610	373,4	0,270	16,8	80,0
с. Алыгджер	880	596,8	0,176	23,8	80,0
с. Хамакар	30	11,0	0,235	3,8	44,2
д. Ключи	180	126,5	0,419	3,7	61,2
с. Подволочное	300	279,3	0,426	9,4	61,2
с. Вершина-Тутуры	160	80,7	0,376	3,9	76,5
с. Ербогачен	6 268	9 888,6	0,257	133,1	50,3

4.7.1. Оценка потенциала перевода децентрализованных населенных пунктов Иркутской области на определенный тип ВИЭ

Оценку инвестиционного потенциала перевода децентрализованных населенных пунктов Иркутской области на ВИЭ необходимо производить исходя из природно-климатических показателей, технических характеристик оборудования и нагрузочных характеристик потребителей.

Под природно-климатическим показателями подразумевается суммарная солнечная радиация, попадающая на горизонтальную поверхность солнечных панелей, температура воздуха и ветроэнергетический потенциал.

Основным показателем ветроэнергетического потенциала является средняя многолетняя скорость. Иркутская область, занимая значительную площадь, обладает невысоким ветроэнергетическим потенциалом и относится к числу неперспективных для его использования. На большей части территории среднегодовые скорости ветра на высоте флюгера гидрометеостанций (10–12 м) не превышает 1–2 м/с. В северных районах и небольших локальных зонах этот показатель несколько выше – 2–3 м/с. Исключение составляют побережье оз. Байкал и самые западные районы области со среднегодовой скоростью ветра 3–5 м/с и отдельные пункты, расположенные в Ольхонском районе, где среднегодовые скорости ветра составляют порядка 6 м/с.

Среднемесячные скорости ветра вблизи рассматриваемых населенных пунктов не превышают 3,0 м/с. С учетом пересчета с высоты 10 метров на высоту башни ветрогенераторов небольшой мощности (20–25 м) скорость ветра не превысит 3,8 м/с.

Использование ветрогенераторов небольшой мощности с вертикальной осью вращения, адаптированных к низким скоростям ветра, также нецелесообразно так как номинальная мощность данного типа установок находится в диапазоне скоростей ветра от 7 до 9 м/с.

Более перспективным является использование солнечных электростанций. Среднегодовой приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность на территории области довольно неравномерен: от 900 кВт·ч/м2 на севере до 1250 кВт·ч/м2 на юге области. Продолжительность солнечного сияния также изменяется в широтном направлении: в северных районах чуть менее 1500 ч/год, в южных – более 2000 ч/год (рисунок 4.2).

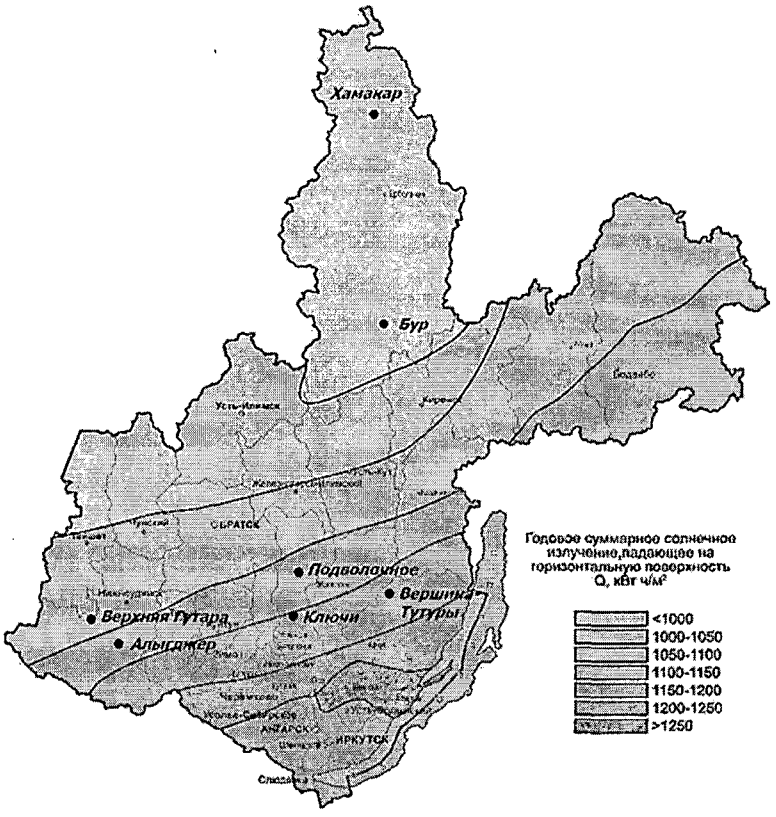


Рисунок 4.2 – Распределение прихода солнечной радиации на горизонтальную поверхность на территории области

Результаты функционирования СЭС в д. Нерха (Нижнеудинский район) показали эффективность ее работы, выраженную в возможности экономии дизельного топлива в объеме 40% в год.

4.7.2. Оценка эффективности модернизации дизельных электростанций

Для оценки эффективности применения СЭС выполнен укрупненный расчет возможной выработки СЭС.

Высчитывать величину перспективной суммарной солнечной радиации, попадающую на наклонную поверхность солнечных панелей, необходимо в зависимости от широты местности конкретного населенного пункта. При этом учитывается изменение угла наклона панелей в середине марта на летний период и в начале октября на зимний период.

Также необходимо учитывать технические характеристики, к которым относятся паспортные данные используемого оборудования и эксплуатационно-технические ограничения.

Комплекс генерации представлен традиционной схемой компоновки и включает в себя: фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), сетевые инверторы (СИН), батарейные инверторы (БИН), дизель-генераторы (ДГ), аккумуляторные батареи (АБ).

В расчетах приняты солнечные батареи, сделанные из двойного стекла (технология Double Glass BiPV). Благодаря меньшему нагреву их КПД в реальных условиях на 2-5% превышает КПД батарей с пленкой на оборотной стороне. Солнечные модули из двойного стекла лучше работают в суровых

условиях окружающей среды (перепады температур, переход через 0°, УФ-излучение в горных районах).

В пасмурный день мощность солнечных модулей снижается на 30 %, поэтому массив модулей необходимо увеличить на 30 % от потребляемой мощности, чтобы поддерживать полный заряд аккумуляторов в пасмурный день.

Стабильное обеспечение нагрузки в течении длинной зимней ночи (наибольший временной промежуток отсутствия генерации 19 часов) возможно при наличии аккумуляторов. При расчете приниматься литий-железо-фосфатные аккумуляторы, заряд которых недопустимо держать на уровне менее 10%, поэтому общая емкость всех АКБ была увеличена на 10%:

В первом варианте, поскольку СЭС является дополнительным источником электроэнергии с комплектацией оборудования, позволяющего аккумулировать вырабатываемую электроэнергию, реализована возможность круглосуточного электроснабжения потребителей. В этом варианте в населенных пунктах, где график снабжения электроэнергией осуществляется не полные сутки, электропотребление увеличено в соответствующей пропорции. Мощность выбираемого оборудования СЭС оптимизируется для каждого населенного пункта.

Во втором варианте сохраняется существующий суточный режимом электроснабжения и также оптимизируется мощность оборудования СЭС. Следует отметить, что в населенных пунктах Ключи и Подволочное рассчитывался один вариант, поскольку в настоящее время осуществляется практически круглосуточное электроснабжение: 24 и 21 час. в сутки соответственно.

Таблица 4.7.2. Технико-экономические показатели модернизации ДЭС

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
с. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП	250	120
Установленная мощность, кВт ДЭС	250	250
СИН	250	120
БИН	300	240
АБ (кВт·ч)	1498	1152
Потребление, тыс. кВт·ч	865	550
Время работы ДЭС, час/год	2894	2032
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	242	112
в том числе: прямое снабжение потребителя	175	39
на зарядку аккумуляторных батарей	67	73
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	723	508
в том числе: прямое снабжение потребителя	339	263
на зарядку аккумуляторных батарей	384	245
Потери	100	70

Показатель	Вариант электроснабжения	
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	300	276
Предельное количество циклов АБ	2100	2300
Количество лет работы АБ без замены	7	9
Капиталовложения, всего, млн руб.	41,1	26,9
в том числе: ФЭП	15,0	7,2
АБ	21,2	16,3
СИН	2,0	1,0
БИН	2,9	2,4
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	12,3	8,1
Итого стоимость проекта, млн руб.	53,4	35,0
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	237,8	170,6
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	162,8	114,3
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	75,0	56,3
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	32	33
Цена топлива, тыс. руб./т	57,4	57,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	4,3	3,2
Срок окупаемости проекта, лет	12	11
с. Хамакар (Катангский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП	100	70
Установленная мощность, кВт ДЭС	30	30
СИН	100	70
БИН	120	120
АБ (кВт·ч)	461	461
Потребление, тыс. кВт·ч	150	100
Время работы ДЭС, час/год	3172	2111
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	73	54
в том числе: прямое снабжение потребителя	44	28
на зарядку аккумуляторных батарей	29	26
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	95	63
в том числе: прямое снабжение потребителя	53	18
на зарядку аккумуляторных батарей	42	45
Потери	18	17
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	157	154
Предельное количество циклов АБ	3100	3300
Количество лет работы АБ без замены	20	20
Капиталовложения, всего, млн руб.	14,5	12,5
в том числе: ФЭП	6,0	4,2
АБ	6,5	6,5
СИН	0,8	0,6

Показатель	Вариант электроснабжения	
БИН	1,2	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	4,4	3,8
Итого стоимость проекта, млн руб.	18,9	16,3
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	41,5	24,5
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	21,4	14,3
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	20,1	10,2
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	48	42
Цена топлива, тыс. руб./т	68,4	68,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,4	0,7
Срок окупаемости проекта, лет	14	23
д. Ключи (Усть-Удинский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП		100
Установленная мощность, кВт ДЭС		150
СИН		100
БИН		120
АБ (кВт·ч)		461
Потребление, тыс. кВт·ч		182
Время работы ДЭС, час/год		680
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч		103
в том числе: прямое снабжение потребителя		73
на зарядку аккумуляторных батарей		30
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч		102
в том числе: прямое снабжение потребителя		23
на зарядку аккумуляторных батарей		79
Потери		23
Количество циклов заряд/разряд АБ в год		236
Предельное количество циклов АБ		2900
Количество лет работы АБ без замены		13
Капиталовложения, всего, млн руб.		14,5
в том числе: ФЭП		6,0
АБ		6,5
СИН		0,8
БИН		1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.		4,4
Итого стоимость проекта, млн руб.		18,9
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год		39,3

Показатель	Вариант электроснабжения	
Потребления топлива с применением СЭС, т/год		23,0
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год		16,3
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %		41
Цена топлива, тыс. руб./т		52,7
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.		0,9
Срок окупаемости проекта, лет		21
с. Подволочное (Усть-Удинский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП		190
Установленная мощность, кВт ДЭС		300
СИН		190
БИН		225
АБ (кВт·ч)		922
Потребление, тыс. кВт·ч		357
Время работы ДЭС, час/год		778
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч		171
в том числе: прямое снабжение потребителя		116
на зарядку аккумуляторных батарей		55
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч		233
в том числе: прямое снабжение потребителя		55
на зарядку аккумуляторных батарей		178
Потери		47
Количество циклов заряд/разряд АБ в год		254
Предельное количество циклов АБ		2300
Количество лет работы АБ без замены		9
Капиталовложения, всего, млн руб.		28,4
в том числе: ФЭП		11,4
АБ		13,1
СИН		1,6
БИН		2,3
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.		8,5
Итого стоимость проекта, млн руб.		36,9
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год		109,0
Потребления топлива с применением СЭС, т/год		52,5
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год		56,5
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %		52
Цена топлива, тыс. руб./т		52,7

Показатель	Вариант электроснабжения	
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.		3,0
Срок окупаемости проекта, лет		12
с. Вершина Тутуры(Качугский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП	150	120
Установленная мощность, кВт ДЭС	90	90
СИН	150	120
БИН	180	120
АБ (кВт·ч)	691	461
Потребление, тыс. кВт·ч	258	172
Время работы ДЭС, час/год	1771	1081
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	134	100
в том числе: прямое снабжение потребителя	79	49
на зарядку аккумуляторных батарей	55	51
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	159	98
в том числе: прямое снабжение потребителя	67	36
на зарядку аккумуляторных батарей	92	62
Потери	35	26
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	213	244
Предельное количество циклов АБ	2900	2900
Количество лет работы АБ без замены	14	12
Капиталовложения, всего, млн руб.	21,8	15,9
в том числе: ФЭП	9,0	7,2
АБ	9,8	6,5
СИН	1,2	1,0
БИН	1,8	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	6,5	4,8
Итого стоимость проекта, млн руб.	28,3	20,7
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	71,0	48,3
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	35,9	21,9
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	35,1	26,4
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	49	55
Цена топлива, тыс. руб./т	43,0	43,0
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,5	1,1
Срок окупаемости проекта, лет	19	19

Анализ результатов расчетов показывает, что вариант с круглосуточным электроснабжением является менее предпочтительным как по срокам окупаемости, так и по объемам инвестирования проектов.

Анализ результатов расчетов показывает, что вариант с круглосуточным электроснабжением является менее предпочтительным как по срокам окупаемости, так и по объемам инвестирования проектов.

Процент экономии топлива в среднем составляет 30-50 % независимо от показателей гелиопотенциала, что объясняется оптимизацией мощности оборудования СЭС в каждом конкретном случае. Сроки окупаемости в большей степени зависят от величины населенного пункта – для более мелких поселений сроки окупаемости выше, это обусловлено небольшими объемами экономии топлива относительно стоимости оборудования; при этом в таких населенных пунктах с. Хамакар с повышением суточного графика электроснабжения до 24 часов сроки окупаемости существенно снижаются.

На основании расчетных показателей эффективности первоочередными пунктами для разработки проектов сооружения СЭС можно обозначить: с. Верхняя Гутара и с. Алыгджер (Нижнеудинский район), с Подволочное (Усть-Удинский район), с. Вершина Тутуры (Качугский район), имеющие наименьшие сроки окупаемости.

Для оценки эффективности модернизации ДЭС в с. Ербогачен рассмотрены варианты, представленные в таблице 4.7.3.

Таблица 4.7.3. Варианты модернизации ДЭС в с. Ербогачен

№ Варианта	Модернизация ДЭС
1	Замена дизель-генераторных установок (ДГУ) на современные, установка системы автоматизации.
2	Замена дизель-генераторных установок (ДГУ) на современные, установка системы автоматизации. + строительство СЭС мощностью 1,1 МВт
3	Установка ДГУ, работающих на нефти
4	Установка ДГУ, работающих на нефти + строительство СЭС мощностью 1,1 МВт

Строительство дополнительной солнечной электростанции позволит при совместной работе с ДЭС обеспечить снижение расхода дизтоплива/нефти.

Поступление суммарной солнечной радиации, включая прямую, рассеянную и отраженную составляющие, с учетом средних условий облачности, на наклоненную под углом широты местности (61°) и обращенную строго на юг поверхность проведено по данным научно-прикладного климатического справочника, который содержит информацию об измерениях солнечной радиации за период 1936-1980 годов на метеостанции с. Ербогачен. В таблице 4.7.4 представлены оценки сумм поступающей солнечной радиации.

Таблица 4.7.4. Оценки сумм суммарной солнечной радиации, поступающей на поверхность панелей, при средних условиях облачности, кВт·ч/м2

Период	Минимальная оценка, NASA SSE	Максимальная оценка, NASA SSE	Оценка по климатическому справочнику
Январь	27,9	37,2	13,80
Февраль	59,36	87,36	69,22
Март	110,36	146,01	143,51
Апрель	130,8	166,8	146,07
Май	135,78	181,04	144,57
Июнь	122,1	186,9	168,84
Июль	134,23	190,65	179,19
Август	115,63	164,92	122,96
Сентябрь	85,5	133,8	86,28
Октябрь	52,7	85,25	63,41
Ноябрь	34,2	45,6	31,68
Декабрь	16,12	21,7	4,99
Год	**1024,68**	**1447,23**	**1174,54**

В таблице 4.7.5 приведены оценки выработки электроэнергии солнечной электростанцией 1,1 МВт, с установленными солнечными панелями AST 240Multi.

Таблица 4.7.5. Оценки выработки электроэнергии СЭС, кВт·ч

Период	Минимальная оценка, NASA SSE	Максимальная оценка, NASA SSE	Оценка по климатическому справочнику
Январь	30 789,52	41 052,69	15 228,81
Февраль	65 507,73	96 407,61	76 393,58
Март	121 789,65	161 131,81	158 375,23
Апрель	144 346,55	184 074,96	161 202,97
Май	149 842,32	199 789,76	159 546,93
Июнь	134 745,52	206 256,66	186 327,29
Июль	148 131,79	210 395,04	197 751,63
Август	127 605,44	182 000,26	135 694,65
Сентябрь	94 354,97	147 657,26	95 216,81
Октябрь	58 157,98	94 079,08	69 975,90
Ноябрь	37 741,99	50 322,65	34 956,59
Декабрь	17 789,50	23 947,40	55 10,01
Год	**1 028 002,70**	**1 451 922,88**	**1 296 180,4**

В дальнейших расчетах использовалась оценка солнечной радиации, полученная по климатическому справочнику, которая является средней величиной между двумя оценками NASA SSE. На рисунке 4.3 совмещены

годовые графики выработки электроэнергии, существующей ДЭС и оценки возможной выработки СЭС мощностью 1,1 МВт.

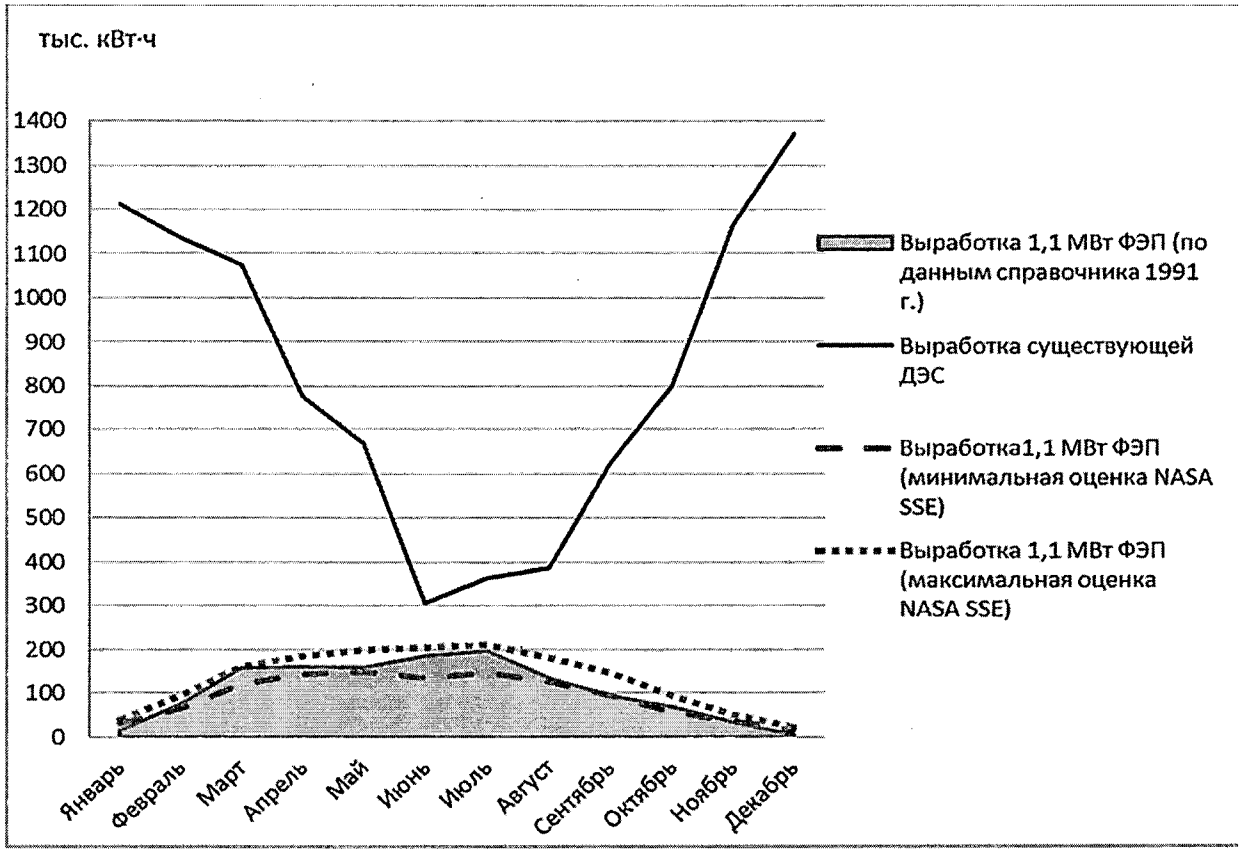


Рисунок 4.3. – Совмещение графиков выработки электроэнергии ДЭС И СЭС

При оценке расхода топлива и экономии затрат на топливо в результате модернизации, приняты следующие параметры (таблица 4.7.6):

- стоимость дизельного топлива принята по данным 2018 г. - 50,3 тыс.руб./т;

- удельный расход дизельного топлива ДГУ при 75 % загрузке равен 217,57 г/кВт·ч;

- стоимость нефти принята 25,5 тыс.руб./т;

- удельный расход нефти установкой 6Н21/32 при 75% загрузке принят
195,7 г/кВт·ч.

Вариант 1 предусматривает установку 5 новых ДГУ со вспомогательным оборудованием. Затраты на обслуживание модернизированной электростанции включают затраты на техническое обслуживание (ТО), амортизацию основного оборудования (4% от капитальных вложений), затраты на топливо. В расчете принято, что ТО новых дизель генераторов импортного производства будет проводиться командированным квалифицированным персоналом.

Вариант 2 предусматривает строительство СЭС и установку 5 новых ДГУ со вспомогательным оборудованием. Затраты на обслуживание

модернизированной электростанции по сравнению с вариантом 1 дополнительно включают затраты на обслуживание СЭС (6% от капитальных вложений).

Вариант 3 предусматривает установку 3 новых ДГУ, работающих на нефти, 1 ДГУ, работающей на дизельном топливе, вспомогательное оборудование. Затраты на обслуживание модернизированной электростанции включают затраты на техническое обслуживание (ТО), амортизацию основного оборудования (4% от капитальных вложений), затраты на топливо. При расчете не учтен расход топлива ДГУ, используемой для прогрева нефти и запуска ДГУ на нефти.

Вариант 4 предусматривает строительство СЭС дополнительно к модернизации по варианту 3.

Таблица 4.7.6. Сравнение технико-экономических показателей вариантов модернизации ДЭС в с. Ербогачен

Показатель	Вариант электроснабжения	
	ДЭС	СЭС
1 вариант		
Установленная мощность, кВт	5090	-
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/год	13,6	-
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	217,6	-
Расход топлива, т/год	2959,0	-
Цена топлива, тыс.руб/т	50,9	-
Капитальные вложения, млн. руб	218,8	-
Издержки, млн.руб/год	174,0	-
в том числе: ТО ДГУ	17,6	-
амортизация основного оборудования, млн. руб/год	5,8	-
ТО и амортизация СЭС, млн. руб/год	-	-
затраты на топливо, млн. руб/год	150,6	-
Затраты за 15 лет, млн. руб	2828,9	-
Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, руб/кВт·ч	13,87	-
Срок окупаемости проекта, лет		-
2 вариант		
Установленная мощность, кВт	5090	1100
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/год	12,3	1,3
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	217,6	-
Расход топлива, т/год	2676,9	-
Цена топлива, тыс.руб/т	50,9	-
Капитальные вложения, млн. руб	218,8	110,0
Издержки, млн.руб/год	159,7	6,6
в том числе:ТО ДГУ	17,6	-
амортизация основного оборудования, млн. руб/год	5,8	-
ТО и амортизация СЭС, млн. руб/год	-	6,6
затраты на топливо, млн. руб/год	136,3	-

Показатель	Вариант электроснабжения	
Затраты за 15 лет, млн. руб	2613,6	209,0
Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, руб/кВт·ч	14,16	10,75
Срок окупаемости затрат, лет	-	-
Срок окупаемости проекта, лет		15
3 вариант		
Установленная мощность, кВт	4402	-
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/год	13,6	-
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	195,7	-
Расход топлива, т/год	2661,5	-
Цена топлива, тыс.руб/т	25,5	-
Капитальные вложения, млн. руб	726,0	-
Издержки, млн.руб/год	100,1	-
в том числе:ТО ДГУ	16,0	-
амортизация основного оборудования, млн. руб/год	16,3	-
ТО и амортизация СЭС, млн. руб/год	-	-
затраты на топливо, млн. руб/год	67,9	-
Затраты за 15 лет, млн. руб	2228,0	-
Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, руб/кВт·ч	10,92	-
Срок окупаемости проекта, лет		13
4 вариант		
Установленная мощность, кВт	4402	1100
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/год	12,3	1,3
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	195,7	-
Расход топлива, т/год	2407,9	-
Цена топлива, тыс.руб/т	25,5	-
Капитальные вложения, млн. руб	726,0	110,0
Издержки, млн.руб/год	93,7	6,6
в том числе:ТО ДГУ	16,0	-
амортизация основного оборудования, млн. руб/год	16,3	-
ТО и амортизация СЭС, млн. руб/год	-	6,6
затраты на топливо, млн. руб/год	61,4	-
Затраты за 15 лет, млн. руб	2131,0	209,0
Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, руб/кВт·ч	11,55	10,75
Срок окупаемости проекта, лет		15

Как видно из таблицы 4.7.6 при принятых исходных показателях затруднительно сделать однозначный вывод об эффективности одного из вариантов. Предварительные сравнительные выводы можно сформулировать следующим образом:

1. Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, полученная в результате деления всех затрат, включая капиталовложения, на суммарную выработку электроэнергии за этот период, по сравнению с существующим

вариантом снижается незначительно при строительстве новой ДЭС, если принять за основу указанные в исходной таблице экономически обоснованный тариф на уровне 2018 года 23,7 руб./кВт·ч. (расчетная стоимость электроэнергии при фактических указанных затратах существующей ДЭС составляет 11,74 руб./кВт·ч, новой ДЭС – 13,74 руб./кВт·ч из-за возросших затрат на ТО).

Более ощутимо снижение этого показателя при строительстве электростанции на нефти, за счет более существенного снижения издержек, в основном, топливной составляющей. Однако говорить о значительном преимуществе вариантов строительства электростанции на нефти при сравнении расчетных показателей не приходится.

2. Затраты на строительство новой ДЭС не окупаются, в связи с тем, что новая ДЭС имеет бóльшую величину ежегодных издержек. Простой срок окупаемости затрат на строительство электростанции на сырой нефти составляют 13 лет.

3. Сооружение солнечной электростанции мощностью 1,1 МВт в дополнение к новой ДЭС не дает столь ощутимого эффекта – показатели стоимости электроэнергии и срока окупаемости практические не изменяются.

4. Сооружение солнечной электростанции мощностью 1,1 МВт в дополнение к электростанции на нефти неэффективно, вследствие вытеснения более дешевого топлива. Срок окупаемости затрат возрастает до 15 лет

ГЛАВА 5. РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕКИХ РЕЖИМОВ.

5.1. Шелехово-Слюдянка

Таблица П2.1. Шелехово-Слюдянка. Лето_макс_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=18°С)	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг				Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг	419	0	0	0	0,0	129	27	678	161,8
ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	419	141	40	714	170,4	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	419	94	2	495	118,1	37	23	250	59,7
ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	419	11	3	62	14,8	110	13	619	147,7
АТ-2(1) ПС 220 кВ Слюдянка	314	44	116	324	103,2	50	123	347	110,5
	585	44	116	601	102,7	50	123	645	110,3

Таблица П2.2. Шелехово-Слюдянка. Лето_мин_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=18°С)	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг				Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг	419	0	0	0	0,0	110	54	575	137,2
ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	419	122	44	604	144,2	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	419	88	59	500	119,3	29	16	159	37,9
ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	419	6	1	29	6,9	102	54	549	131,0
АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка	314	1	115	260	82,8	7	117	267	85,0
	585	1	115	485	82,9	7	117	497	85,0

Таблица П2.3. Шелехово-Слюдянка. Лето_макс_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Шелехово	110 кВ	88,6	84,7	118,4	118,5
ПС 110 кВ Подкаменная	110 кВ	88,6	84,7	105,5	103,6
ПС 110 кВ Слюдянка	110 кВ	88,6	84,7	105,4	104,2

Таблица П2.4. Шелехово-Слюдянка. Лето_мин_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Шелехово	110 кВ	88,6	84,7	124,4	124,5
ПС 110 кВ Подкаменная	110 кВ	88,6	84,7	123,5	122,6
ПС 110 кВ Слюдянка	110 кВ	88,6	84,7	124,4	124,2

Таблица П2.5. Шелехово-Слюдянка. Лето_макс_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=18°С)	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг				Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг	419	0	0	0	0,0	136	29	723	172,6
ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	419	149	43	759	181,1	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	419	101	4	539	128,6	37	23	251	59,9
ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	419	11	3	62	14,8	117	13	663	158,2
АТ-2(1) ПС 220 кВ Слюдянка	314	56	125	358	114,0	62	132	383	122,0
	585	56	125	665	113,7	62	132	712	121,7

Таблица П2.6. Шелехово-Слюдянка. Лето_макс_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Шелехово	110 кВ	88,6	84,7	108,5	104,8
ПС 110 кВ Подкаменная	110 кВ	88,6	84,7	104,4	102,5
ПС 110 кВ Слюдянка	110 кВ	88,6	84,7	103,9	102,6

5.2. Энергорайон Восточные электрические сети (ВЭС)

Таблица П2.5. Энергорайон ВЭС. Зима_макс_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	87	45	478	96,2	131	60	717	144,3	0	0	0	0,0	153	33	722	145,3	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	85	44	482	97,0	129	59	721	145,1	153	33	722	145,3	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	97	4	525	87,5	97	4	525	87,5	105	9	627	104,5
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	96	27	557	92,8	91	45	518	86,3	70	23	363	60,5	70	23	363	60,5	135	20	810	135,0

Таблица П2.6. Энергорайон ВЭС. Зима_мин_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	49	9	247	49,7	82	17	414	83,3	0	0	0	0,0	90	1	437	87,9	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	49	9	247	49,7	82	17	414	83,3	90	1	437	87,9	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	72	13	354	59,0	72	13	354	59,0	75	16	370	61,7
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	68	5	329	54,8	71	19	358	59,7	56	10	271	45,2	56	10	271	45,2	91	1	436	72,7

Таблица П2.7. Энергорайон ВЭС. Лето_макс_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	17	2	84	25,5	33	1	156	47,3	0	0	0	0,0	34	4	164	49,7	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	17	2	84	25,5	33	1	156	47,3	34	4	164	49,7	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	31	4	146	28,6	31	4	146	28,6	30	5	145	28,4
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	33	4	155	25,8	42	2	198	33,0	35	0	167	27,8	35	0	167	27,8	37	6	178	29,7

Таблица П2.8. Энергорайон ВЭС. Лето_мин_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп. ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	0	0	0	0,0	59	0	281	83,4	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	59	0	281	83,4	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	59	4	279	53,6	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	62	3	293	48,8

Таблица П2.9. Энергорайон ВЭС. Зима_макс_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	85	17	409	82,3	131	66	741	149,1	0	0	0	0,0	150	8	687	138,2	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	83	16	412	82,9	129	65	745	149,9	150	8	687	138,2	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	104	35	545	90,8	104	35	545	90,8	108	30	569	94,8
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	94	3	499	83,2	89	45	515	85,8	69	17	348	58,0	69	17	348	58,0	126	11	680	113,3

Таблица П2.10. Энергорайон ВЭС. Зима_мин_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	49	9	247	49,7	82	17	414	83,3	0	0	0	0,0	90	1	437	87,9	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	49	9	247	49,7	82	17	414	83,3	90	1	437	87,9	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	72	13	354	59,0	72	13	354	59,0	75	16	370	61,7
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	68	5	329	54,8	71	19	358	59,7	56	10	271	45,2	56	10	271	45,2	91	1	436	72,7

Таблица П2.11. Энергорайон ВЭС. Лето_макс_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	17	2	84	25,5	33	1	156	47,3	0	0	0	0,0	34	4	164	49,7	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	17	2	84	25,5	33	1	156	47,3	34	4	164	49,7	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	31	4	146	28,6	31	4	146	28,6	30	5	145	28,4
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	33	4	155	25,8	42	2	198	33,0	35	0	167	27,8	35	0	167	27,8	37	6	178	29,7

Таблица П2.12. Энергорайон ВЭС. Лето_мин_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп. ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	0	0	0	0,0	59	0	281	83,4	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	59	0	281	83,4	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	59	4	279	53,6	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	62	3	293	48,8

Таблица П2.13. Энергорайон ВЭС. Зима_макс_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	109,2	109,8	114,8	114,8	116,1
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	94,2	89,0	99,3	99,3	86,4
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	83,5	79,2	94,8	94,8	80,4
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	55,0	55,0	100,9	100,9	89,4
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	56,3	56,5	106,3	106,3	96,7

Таблица П2.14. Энергорайон ВЭС. Зима_мин_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	116,9	116,9	119,2	119,2	119,4
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	111,2	107,4	112,2	112,2	110
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	107,5	103,4	110,5	110,5	108,4
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	94,4	89,5	111,1	111,1	109,8
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	94,3	89,5	113,7	113,7	112,6

Таблица П2.15. Энергорайон ВЭС. Лето_макс_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	121,2	121,4	122	122	121,8
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	119,3	118,4	120,7	120,7	119,3
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	117,1	116,3	119,2	119,2	117,9
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	111,4	110,5	118,2	118,2	117,4
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	112,2	111,3	120	120	119,4

Таблица П2.16. Энергорайон ВЭС. Лето_мин_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	121,9	121,9	122,6	122,2	121,9
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	117	117	116,1	114	117
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	115,4	115,4	115,4	112,4	115,4
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	110,6	110,6	117,5	107,5	110,6
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	111,3	111,3	120	108	111,3

Таблица П2.17. Энергорайон ВЭС. Зима_макс_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	112,1	108,7	116	116	117,1
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	102,8	86,7	105,3	105,3	101
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	96,2	76,3	102,5	102,5	98,1
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	92,4	56,1	117,8	117,8	114,5
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	89,4	54,8	116,8	116,8	114,1

Таблица П2.18. Энергорайон ВЭС. Зима_мин_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	116,9	116,9	119,2	119,2	119,4
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	111,2	107,4	112,2	112,2	110
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	107,5	103,4	110,5	110,5	108,4
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	94,4	89,5	111,1	111,1	109,8
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	94,3	89,5	113,7	113,7	112,6
ПС 110 кВ Свирск	110 кВ	88,6	84,7	92,1	87	119,3	119,3	119,1

Таблица П2.19. Энергорайон ВЭС. Лето_макс_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	121,2	121,4	122	122	121,8
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	119,3	118,4	120,7	120,7	119,3
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	117,1	116,3	119,2	119,2	117,9
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	111,4	110,5	118,2	118,2	117,4
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	112,2	111,3	120	120	119,4
ПС 110 кВ Свирск	110 кВ	88,6	84,7	110,7	109,8	121,4	121,4	121,3

Таблица П2.20. Энергорайон ВЭС. Лето_мин_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	121,9	121,9	122,6	122,2	121,9
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	117	117	116,1	114	117
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	115,4	115,4	115,4	112,4	115,4
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	110,6	110,6	117,5	107,5	110,6
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	111,3	111,3	120	108	111,3
ПС 110 кВ Свирск	110 кВ	88,6	84,7	110	110	122,1	106,8	110

5.3.1. Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово (установка КРУ-10 кВ на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9)

На ПС 220 кВ Шелехово установлены два автотрансформатора (АТ-8, АТ-9) типа АТДЦТН-200000/220/10, два трансформатора (Т-1, Т-2) типа ОДГ-3*70000/110, три трансформатора (Т-3, Т-4, Т-6) типа ОД-3*66667/220 и два трансформатора (Т-5, Т-7) типа ТРДН-80000/110. По стороне 220 кВ ПС 220 кВ Шелехово выполнена по типовой схеме 220-12Н «одна рабочая секционированная выключателями по числу трансформаторов и обходная система шин», по стороне 110 кВ - по схеме 110-12 «одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин», по стороне 10 кВ – шинные мосты 10 кВ от трансформаторов (Т-1,2,3,4,5,6,7) в сторону потребителя (филиал ПАО «РУСАЛ-Братск» в г. Шелехов). По стороне 10 кВ автотрансформаторов (АТ-8, АТ-9) подключенных потребителей нет.

На ПС 500 кВ Ключи и ПС 220 кВ Шелехово питание собственных нужд 0,4 кВ организовано от сетей ПАО «РУСАЛ Братск». Данные сети морально и физически устарели и не соответствуют техническим требованиям по термической и динамической стойкости, а также по электромагнитной совместимости. Кроме этого нарушены требования НТП ПС, предусматривающие наличие только одного источника питания собственных нужд от «местных» электрических сетей. Собственные нужды ПС 220 кВ Шелехово и ПС 500 кВ Ключи полностью запитаны от «местных» сетей ПАО «РУСАЛ Братск». Данный факт существенно снижает надежность электроснабжения потребителей электрической энергии, включая V очереди ПАО «РУСАЛ Братск», и транзит в БурятЭнерго. Наглядным примером послужила авария 22 октября 2018 года, приведшая к тяжёлым последствиям.

Предлагается выполнить реконструкцию ПС 220 кВ Шелехово:

- установка на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9 линейных регулировочных трансформаторов мощностью по 63 МВА и КРУ(Н) 10 кВ;
- реконструкция защит АТ-8 и АТ-9;
- реконструкция СН-0,4 кВ;
- перевод в КРУ(Н) 10 кВ кабельных линий 10 кВ, питающих собственные нужды ПС 220 кВ Шелехово, ПС 500 кВ Ключи (ТСН-1 и ТСН-2), Ново-Иркутская ТЭЦ, АО «Иркутсккабель» и АО «Оборонэнерго».

Данное решение позволит выполнить требования НТП ПС, предусматривающие наличие только одного источника питания собственных нужд от «местных» электрических сетей.

5.3.2. Исключение перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Кировская и ПС 35 кВ РКК ПС 110 кВ Кировская (обоснование сооружения ПС 110 кВ Цесовская)

На ПС 110 кВ Кировская установлено три трансформатора 110 кВ:

– Т-1 – ТДТН-40000/110/35/6, 1963 г.в. (1968 – ввод в эксплуатацию);

– Т-2 – ТДТН-40000/110/35/6, 1967 г.в. (1971 – ввод в эксплуатацию);

– Т-3 – ТДТН-40000/110/6, 1987 г.в. (1988 ввод в эксплуатацию).

Только два трансформатора имеют обмотки 35 кВ, поэтому электроснабжение сети 35 кВ Правобережного округа г. Иркутска (ПС 35 кВ Марата и ПС 35 кВ РКК) осуществляется от Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская.

Максимальная нагрузка за последние 5 лет зафиксирована в 06-00 мск вр 18 декабря 2019 года и составила 39,18 МВА.

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 35 кВ Правобережного округа г. Иркутска (данные представлены в таблицах 1, 2), запитанных по ПС 110 кВ Кировская.

Таблица 1. Информация о наличии действующих нереализованных ТУ на ТП от ПС 35 кВ РКК

Потребители	**Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт**	**Коэффициент реализации (Кр)**	**Максимальная мощность по ТУ на ТП с учётом Кр, кВт**
Больше 670 кВт, в т.ч:	**22380,0**		**12846,0**
прочая промышленность	12980,0	0,7	9086,0
застройщики ЖК, ТРЦ	9400,0	0,4	3760,0
До 670 кВт, в т.ч.:	**2161,8**		**432,4**
ЮЛ, ИП, прочие	961,8	0,2	192,4
застройщики ЖК, ТРЦ	150,0	0,2	30,0
ФЛ (жилые дома, хоз. постройки, гаражи)	1050,0	0,2	210,0
Всего, кВт	**24541,8**		**13278,4**
Всего, МВА	**27,3**		**14,8**

Таблица 2 Информация о наличии действующих нереализованных ТУ на ТП от ПС 35 кВ Марата

Потребители	**Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт**	**Коэффициент реализации (Кр)**	**Максимальная мощность по ТУ на ТП с учётом Кр, кВт**
Больше 670 кВт, в т.ч:	**1580,0**		**632,0**
застройщики ЖК, ТРЦ	1580,0	0,4	632,0
До 670 кВт, в т.ч.:	**2066,7**		**413,3**
ЮЛ, ИП, прочие	226,7	0,2	45,3
застройщики ЖК, ТРЦ	890,0	0,2	178,0
ФЛ (жилые дома, хоз. постройки, гаражи)	950,0	0,2	190,0
Всего, кВт	**3646,7**		**1045,3**
Всего, МВА	**4,1**		**1,2**

Кроме того, ОАО «ИЭСК» в январе 2020 года согласованы ТУ на ТП (со сроком действия 4 года), выданные ПАО «Иркутскэнерго» в рамках перераспределения максимальной мощности (4,9 МВт из разрешенных 12,5 МВт) в пользу АО «ЦОД Иркутскэнерго» для электроснабжения Центра

по обработке данных (майнеры), который будет располагаться на площадке ТЭЦ-2 и запитана от ПС 35 кВ РКК. Применяя коэффициент реализации договоров ТП (0,7 для прочей промышленности) получаем дополнительную перспективную нагрузку:
4,9 МВт*0,7 = 3,43 МВт/0,9 = 3,8 МВА.

Реестр действующих ТУ на ТП, с приложением копий ТУ на ТП мощностью свыше 670 кВт (утвержденных до 1 марта 2020 года) приведены в Приложении 1 к настоящему обоснованию.

Итого прирост максимума нагрузки на Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кировская: 14,8+1,2=16 МВА. Величина перспективного максимума нагрузки на Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кировская равна 39,18+16+3,8=59 МВА.

При отключении одного из трансформаторов 110/35/6 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 110 кВ Кировская, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит – 125,5%, при длительно допустимой 117,5%, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО - 10,8 МВт). Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является перевод части нагрузки с ПС 35 кВ РКК по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Октябрьская и ПС 110 кВ Кировская.

Общий объем переводимой нагрузки по существующей сети 6 кВ с шин 6 кВ ПС 35 кВ РКК на близлежащие ПС 110 кВ, для разгрузки Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская составляет 3,58 МВА. Больший объем перевода нагрузки невозможен в соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» от 26 марта 2020 года № 06.060-10-4.23-1120 (копия письма приведена в Приложении 2) при переводе нагрузки загрузка Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская составляет 55,32 МВА (118%). Необходимый объем ГАО – 7,488 МВт.

В соответствии с указанным письмом ОАО «ИЭСК» замена Т-1, Т-2 на трансформаторы большей мощностью, а также заменой Т-3 на трансформатор аналогичной мощности с наличием обмотки 35 кВ невозможна по причине ограничения по площадке ПС 110 кВ Кировская.

ПС 35 кВ РКК с КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь.

На существующей ПС 35 кВ РКК установлены два трансформатора 35/6 кВ мощностью 31,5 МВА и 32 МВА.

- Т-1 – ТРДНС-32000/35/6, 1983 г.в. (1985 – ввод в эксплуатацию);
- Т-2 – ТД-31500/35/6, 1954 г.в. (1955 – ввод в эксплуатацию);

Максимальная нагрузка за последние 5 лет зафиксирована в 06-00 мск вр 18 декабря 2019 года и составила 22,15 МВА.

Имеются действующие нереализованные ТУ на ТП потребителей от ПС 35 кВ РКК – 14,8 МВА, указанные в таблице 1, и АО «ЦОД Иркутскэнерго» для электроснабжения Центра по обработке данных (майнеры) – 3,8 МВА (данные представлены выше). Величина перспективного максимума нагрузки ПС 35 кВ РКК равна 22,15+14,8+3,8=40,8 МВА.

При отключении одного из трансформаторов 35/6 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 35 кВ РКК, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит – 129,5 % при длительно допустимой 117,5%.

КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь выполнена кабелем марки «ПвПу-240». Номинальный ток кабеля составляет 545А (33 МВА).

При отключении одной кабельной линии перегруз оставшейся в работе КЛ в данном режиме составит 125%.

СРС, направленное на снятие перегруза только одно (описание приведено выше), при этом нагрузка с учетом СРС составит 40,8-3,58=37,22 МВА. С учетом перевода нагрузки перегрузка оставшейся в работе КЛ в данном режиме составит 114 %.

25 февраля 2020 года ПС 35 кВ РКК в составе: ОРУ 35 кВ (Т-1, Т-2) с земельным участком, необходимым для его использования площадью 371,7 кв.м., была передана в собственность ОАО «ИЭСК», что подтверждается договором № 6/Н-ИТЭЦ-20 купли-продажи недвижимого и движимого имущества (договор приведен в Приложении 3).

26 февраля 2020 года при техническом освидетельствовании ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ РКК были зафиксированы неустранимые или экономически нецелесообразные для устранения замечания к обустройству подстанции, отраженные в техническом отчете ООО «ИЦ Иркутскэнерго» от 26 февраля 2020 года (отчет приведен в Приложении 4). Согласно выводам данного отчета, было зафиксировано, что дальнейшая эксплуатация основного оборудования ОРУ 35 кВ ПС 35 РКК нецелесообразна.

При этом, учитывая конструктивную особенность существующей ПС 35 кВ РКК (является встроенной в здание ТЭЦ-2 ПАО «Иркутскэнерго»), реконструкция данной ПС с заменой силовых трансформаторов на трансформаторы аналогичной мощности не представляется возможной.

Для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кировская, Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ РКК и КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь рассмотрены два варианта выполнения мероприятий:

Вариант 1: индивидуальное решение проблем, включающий в себя:

1. Строительство новой ПС 110 кВ с одним трансформатором 110/35 кВ мощностью 10 МВА для разгрузки Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская.

2. Строительство новой ПС 35 кВ вместо ПС 35 кВ РКК с установкой трансформаторов большей мощностью.

3. Замена кабеля на КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь.

Вариант 2: комплексное решение проблем: сооружение ПС 110 кВ Цесовская с переводом на нее нагрузки ПС 35 кВ РКК и части нагрузки ПС 110 кВ Кировская. Мощность трансформаторов рассчитывается как 37,22 МВА (ПС 35 кВ РКК) + 8,32 МВА (величина мощности необходимая для разгрузки ПС 110 кВ Кировская) и с учетом допустимой перегрузочной способностью с повышенным износом изоляции составляет 2х40 МВА.

Таблица 3.

	Вариант 1:	Вариант 2:
Мероприятия	1. Строительство ПС 110/35 кВ 10 МВА: 70 млн руб. 2. Строительство КЛ 110 кВ для подключения ПС по схеме «отпайка от	1. Строительство ПС 110/10 кВ Цесовская 2*40 МВА: 240 млн руб.

	ВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь» (1,7 км):28,9 млн руб. 3. Строительство ПС 35/10 кВ 2*40 МВА: 135 млн руб. 4. Реконструкция КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь 20 млн руб.	
ИТОГО КВЛ, млн руб.	253,9	240

Строительство КЛ 110 кВ для подключения ПС 110 кВ Цесовская по схеме «отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I, II цепь с отпайками» не учитывается, так как выполнено в 2019 году, (факт подтверждается актами выполненных работ, приведенными в Приложении).

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить строительство ПС 110 кВ Цесовская с установкой двух трансформаторов по 40 МВА каждый с подключением к существующей КЛ 110 кВ, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

5.3.3. Исключение перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Изумрудная

На ПС 110 кВ Изумрудная установлены два силовых трансформатора ТДТН-110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, год ввода в работу – 2010 год.

Максимальная за последние 5 лет нагрузка на ПС 110 кВ Изумрудная зафиксирована по данным контрольного замера 18 декабря 2019 года в 01-00 по мск и составила 44,08 МВА.

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 110 кВ Изумрудная, данные представлены в таблице 4:

Таблица 4.

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учётом Кр, кВт
Больше 670 кВт, в т.ч:	5520,0		1104
СОШ, детский сад	3690,0	0,2	738,0
СНТ (жилые дома)	1830,0	0,2	366,0
До 670 кВт, в т.ч.:	14593		2918,6
ЮЛ, ИП, прочие	6726	0,2	1345,2
ФЛ (жилые дома, хоз. постройки, гаражи)	7867	0,2	1573,4
Всего, кВт	20113		4022,6
Всего, МВА	22,35		4,47

Реестр действующих ТУ на ТП с приложением копий ТУ на ТП мощностью свыше 670 кВт (утвержденных до 1 марта 2020 года) приведен в Приложении 1, 2 к настоящему обоснованию.

Итого величина перспективного максимума нагрузки на Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная равна 44,08+4,47=48,55 МВА.

При отключении одного из трансформаторов 110/35/10 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 110 кВ Изумрудная, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит – 155,4 %, при длительно допустимой 125 %, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 15,6 МВт).

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.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети возможность резервирования нагрузки от других центров питания по сети 10 кВ отсутствует (все смежные ЦП имеют низший класс напряжения 6 кВ).

Выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с заменой существующих трансформаторов 110/35/10 кВ на трансформаторы большей мощностью не представляется возможным согласно письма ОАО «ИЭСК» от 9 апреля 2020 года № 06.060-10-4.23-1285 (приведено в Приложении 3).

С учетом вышеизложенного, для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная предлагается выполнить её реконструкцию с демонтажем ОРУ 35 кВ и установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

В качестве альтернативного мероприятия рассмотрена установка ДГУ мощностью 7 МВт вблизи ПС 110 кВ Изумрудная (свободный земельный участок под размещение ДГУ имеется в 1,3 км от ПС Изумрудная в сторону п. Березовый).

Затраты на реализацию вышеприведенных вариантов следующие:

Вариант 1: Реконструкция ПС Изумрудная с демонтажем ОРУ 35 кВ и установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый – 135 млн.руб.;

Вариант 2: Установка ДГУ мощностью 7 МВт вблизи ПС 110 кВ Изумрудная – 175 млн.руб.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с демонтажем ОРУ 35 кВ и установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

5.3.4. Строительство ПС 110 кВ Зеленый берег с ВЛ 110 кВ (2х25 МВА) (Исключение перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Южная)

На ПС 110 кВ Южная установлены два трансформатора:

– Т-1 типа ТДТН-20000/110/35/6 кВ мощностью 20 МВА, 1967 г.в.;

– Т-2 типа ТДТНГ-20000/110/35/6 кВ мощностью 20 МВА, 1959 г.в.

Максимальная за последние 5 лет (с 2015 по 2019 год) нагрузка на ПС 110 кВ Южная зафиксирована по данным контрольного замера 18 декабря 2019 года в 14-00 по мск, в объеме 29,28 МВА.

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 110 кВ Южная, на суммарную максимальную мощность 5,37 МВт (реестр действующих ТУ на ТП прилагается).

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Южная с учетом реализации договоров ТП и применением коэффициента реализации 0,2 составит:

29,28+(5,37*0,2/0,9)=30,47 МВА.

В случае отключения одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129,7 %, с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 8 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175), что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 6,3 МВт).

В качестве схемно-режимных мероприятий рассмотрены 2 варианта:

– возможность перевода нагрузки 35 кВ (ПС 35 кВ Мельничная Падь и ПС 35 кВ Кузьмиха) на ПС 110 кВ Изумрудная;

– перевод нагрузки по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Спутник.

Учитывая предлагаемое ОАО «ИЭСК» решение о демонтаже ОРУ-35 кВ на ПС 110 кВ Изумрудная в связи с планируемой реконструкцией данной ПС и установкой трансформаторов 110/10/10 кВ для покрытия нагрузок по сети 10 кВ данного района, перевод нагрузки 35 кВ ПС 110 кВ Южная на питание от ПС 110 кВ Изумрудная не представляется возможным. Данная информация подтверждается письмом ОАО «ИЭСК» от 9 апреля 2020 года № 06.060-10-4.23-1285.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Южная по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Спутник.

Общий объем переводимой нагрузки по существующей сети 6 кВ с шин 6 кВ ПС 110 кВ Южная на близлежащую ПС 110 кВ, составляет 4,9 МВА. Больший объем перевода нагрузки невозможен без выполнения дополнительных мероприятий по ПС 110 кВ Спутник в соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» от 9 апреля 2020 года № 06.060-10-4.23-1286 (реестр действующих ТУ на ТП с копиями договоров прилагается). При переводе нагрузки загрузка Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Южная составляет 25,57 МВА (108,8%). Необходимый объем ГАО – 1,86 МВт.

В соответствии с указанным письмом ОАО «ИЭСК» замена Т-1, Т-2 на ПС 110 кВ Южная на трансформаторы большей мощностью с сохранением ОРУ-35 кВ невозможно по причине ограничения по площадке данной ПС.

С учетом вышеизложенного для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Южная рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

1. Реконструкция ПС 110 кВ Спутник с заменой силового трансформатора 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА (анализ необходимости выполнения рекоснтрукции ПС 110 кВ Спутник приведен ниже).

2. Строительство КЛ 6 кВ Южная – Спутник.

3. Реконструкция РУ 6 кВ с установкой 4 ячеек на ПС 110 кВ Спутник.

Анализ возможности перевода электроснабжения нагрузки с ПС 110 кВ Южная по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Спутник:

На ПС 110 кВ Спутник установлены три трансформатора:

- Т-1 типа ТДН-15000/110/6 кВ мощностью 15 МВА, 1971 года выпуска;
- Т-2 типа ТДН-15000/110/6 кВ мощностью 15 МВА, 1971 года выпуска;
- Т-3 типа ТРДН-25000/110/6/6 кВ мощностью 25 МВА, 2001 года выпуска.

Максимальная суммарная нагрузка трансформатороы ПС 110 кВ Спутник за последние 5 лет (с 2015 года по 2019 год) зафиксирована по данным контрольного замера 21 декабря 2016 года в 06-00 по мск, в объеме 27,41 МВА.

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей к ПС 110 кВ Спутник, данные представлены в таблице 5 (реестр действующих ТУ на ТП с приложением копий ТУ на ТП мощностью свыше 670 кВт, утвержденных до 1 марта 2020 года, приведен в Приложении.

Таблица 5

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учётом Кр, кВт
Больше 670 кВт, в т.ч:	5950,0		2380
ЖК (многоквартирные дома)	5950,0	0,4	2380
До 670 кВт, в т.ч.:	1340,3		268,1
Юридические лица, ИП, прочие	1195,3	0,2	239,1
Физические лица (жилые дома, хозяйственнные постройки, гаражи)	145	0,2	29
Всего, кВт	7290,3		2648,1
Всего, МВА	8100,3		2942,3

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Спутник с учетом реализации договоров ТП и применением коэффициентов реализации 0,2, 0,4 составит: 27,41+(5,95*0,4+1,34*0,2)/0,9=30,35 МВА.

В случае отключения наиболее мощносго трансформатора Т-3 25 МВА, суммарная загрузка двух оставшихся в работе трансформаторов составит 86,1 % (резерв мощности с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175 составит 4,4 МВт), что недостаточно для обеспечения возможности перевода нагрузки в объеме 6,3 МВт.

Вариант 2:

1. Строительство новой ПС 110 кВ Зеленый берег с переводом на нее нагрузки 35 кВ ПС 110 кВ Южная. Мощность трансформаторов рассчитывается из объема ГАО 1,86 МВт (2х6,3 МВА).

2. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ для подключения новой ПС 110 кВ Зеленый берег.

Таблица 6.

	Вариант 1:	Вариант 2:
Мероприятия	1. Реконструкция ПС 110 кВ Спутник с заменой силового трансформатора 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА: 50 млн руб. 2. Строительство КЛ 6 кВ Южная – Спутник (4*1,5 км): 20,5 млн.руб. 3. Реконструкция РУ 6 кВ с установкой 4 ячеек на ПС 110 кВ Спутник: 6 млн руб.	1. Стоимость СМР на строительство ПС 110/35/10 кВ Зеленый берег 2*6,3 МВА: 70 млн руб. 2. Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ ИГЭС-Шелехово 1,2 цепь (0,05 км): 0,64 млн руб.
ИТОГО КВЛ, млн руб.	76,5	70,64

По данным ОАО «ИЭСК» для ПС 110 кВ Зеленый берег ОАО «ИЭСК» в 2019 году приобретено и находится на складе филиала ЮЭС следующее оборудование: силовые трансформаторы 2х25 МВА, ОРУ 110, КРУН-35, КРУН-10, БМЗ ОПУ. Подтверждающие документы о факте приобретения оборудования (акты от 30 ноября 2019 года № ЮЭС00004538, от 29 марта 2018 года № ЮЭС00000911, от 30 ноября 2018 года № ЮЭС00004526, от 29 декабря 2018 года № ЮЭС00005007), прилагаются.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить строительство ПС 110 кВ Зеленый берег с установкой двух трансформаторов по 6,3 МВА каждый с подключением по схеме «отпайка от ВЛ 110 кВ ИГЭС-Шелехово I, II цепь», как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Учитывая факт приобретения и получения ОАО «ИЭСК» трансформаторов мощностью 2х25 МВА, а также письма Министерства от 16 апреля 2020 года № 02-58-4005/20, на ПС 110 кВ Зеленый Берег

предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

5.3.5. Исключение перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Летняя и ПС 35 кВ Дачная

На ПС 110 кВ Летняя установлены два трансформатора ТДТН-16000 110/35/10 кВ, год ввода в работу – 1977 год.

От ПС 110 кВ Летняя по 35 кВ запитаны ПС 35 кВ Жемчужная, ПС 35 кВ Дачная, ПС 35 кВ Оптимист, ПС 35 кВ Зелёный Мыс, ПС 35 кВ Монолит, ПС 35 кВ 28км, ПС 35 кВ Пансионат. От шин 10 кВ ПС 110 кВ Летняя запитаны более 31 СНТ, посёлки Патроны и Еловый, центр радиоконтроля (объект с 1 категорией надёжности электроснабжения).

Максимальная нагрузка за последние 5 лет по ПС 110 кВ Летняя зафиксирована в 01-00 мск. 18 декабря 2019 года (данные контрольного замера) и составила 29,2 МВА.

В случае отключения одного трансформатора 110/35/10 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 110 кВ Летняя, загрузка оставшегося в работе трансформатора (с учетом применения коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов 1,175 - 18,8 МВА) составит - 155,3 %, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО - 9,4 МВт).

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Летняя по сети 35-10 кВ на близлежащие ПС 110 кВ: Березовая, Молодежная, Сосновая.

Общий объем переводимой нагрузки по существующей сети 10 кВ с шин 10 кВ ПС 110 кВ Летняя на близлежащие ПС 110 кВ составляет 5,63 МВА. Больший объем перевода нагрузки невозможен в соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» от 26.03.2020 № 06.060-10-4.23-1131 (приведен в Приложении 1), при переводе нагрузки загрузка Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Летняя составит 23,57 МВА (125,4%). Необходимый объем ГАО – 4,3 МВт.

На существующей ПС 35 кВ Дачная установлен один трансформатор 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА ТМН-2500/35/10, 1986 г.в.

Максимальная нагрузка на ПС 35 кВ Дачная за последние 5 лет зафиксирована в 14-00 мск вр 18 декабря 2019 года (данные контрольного замера) и составила 2,65 МВА.

Имеются действующие нереализованные ТУ на ТП потребителей от ПС 35 кВ Дачная на общую мощность 2,32 МВт (реестр ТУ на ТП прилагается), с учетом применения коэффициента реализации договоров (Кр=0,2) получаем мощность дополнительной нагрузки в размере: 0,464/0,9 = 0,52 МВА.

Таким образом, загрузка оставшегося в работе трансформатора на ПС 35 кВ Дачная составит – 126,3 % при длительно допустимой 117,5 %.

В 2018 году при техническом обследовании ПС 35 кВ Дачная (копия акта оценки тех.состояния от 1 августа 2018 года прилагается) было установлено, что ПС находится в неудовлетворительном состоянии.

Для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 Летняя, Т-1 ПС 35 кВ Дачная рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

1. Строительство ПС 35/10 кВ Дачная.
2. Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ Сосновая – Дачная.
3. Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов 110/10 кВ 2*6,3 МВА на трансформаторы 110/35/10 кВ 2*16 МВ.
4. Строительство ВЛ 10 кВ Летняя - Дачная.

Вариант 2: сооружение ПС 110 кВ Дачная с переводом на нее всей нагрузки 35 кВ (в т.ч. ПС Дачная) и части нагрузки ПС 110 кВ Летняя (по сети 10 кВ). Мощность трансформаторов рассчитывается как 4,3 МВА (объем ГАО по ПС 110 кВ Летняя) и 3,1 МВА (нагрузка ПС 35 кВ Дачная) и составит 2×10 МВА.

Таблица 7.

	Вариант 1:	Вариант 2:
Мероприятия	1. Строительство ПС 35/10 кВ Дачная 2*10 МВА: 90 млн руб 2. Строительство ВЛ 35 кВ Сосновая-Дачная 2 цепи (2*18 км): 160 млн руб. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов на 110/35/10 кВ 2*16 МВА: 180 млн руб. 4. Строительство ВЛ 10 кВ Летняя-Дачная (8 км): 22,5 млн руб.	1. Стоимость СМР на ПС 110/35/10 кВ Дачная 2*10 МВА: 40 млн.руб. Оборудование для ПС Дачная (трансформаторы 110/35/10 кВ 2*25 МВА, ОРУ 110, КРУН-35, КРУН-10, БМЗ ОПУ, шкафное оборудование) приобретено ОАО «ИЭСК» в 2019 году и находятся на складе филиала ЮЭС (подтверждающие документы приведены в Приложении 4) Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Восточная –Туристская 1,2 цепь (0,05 км): 0,64 млн руб.
ИТОГО КВЛ, млн. руб.	452,5	40,64

По данным ОАО «ИЭСК» в 2019 году обществом приобретены трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый для размещения на ПС 110 кВ Дачная (оборудование поставлено на 100% (силовые трансформаторы 2х25 МВА, ОРУ 110, КРУН-35, КРУН-10, БМЗ ОПУ, шкафное оборудования). Подтверждающие документы о факте приобретения оборудования (акты от 11 октября 2019 года № ЮЭС00003692, от 11 апреля 2019 года № ЮЭС00001235, от 28 февраля 2019 года № ЮЭС00000476, от 31

января 2019 года № ЮЭС00000135, от 13 марта 2019 года № ЮЭС00000656, от 28 июня 2019 года № ЮЭС00002218, от 30 августа 2019 года № ЮЭС00003010) прилагаются.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить строительство ПС 110 кВ Дачная с установкой двух трансформаторов по 10 МВА каждый с подключением к существующей ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская I, II цепь, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Учитывая факт приобретения и получения ОАО «ИЭСК» трансформаторов 2х25 МВА, а также письма Министерства от 16 апреля 2020 года № 02-58-4005/20, на ПС 110 кВ Дачная предлагается установка двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

5.3.6. ПС 110 кВ Центральная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Центральная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и/ или ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками, то есть подстанции 110 кВ Центральная, Цимлянская, Печная и Октябрьская.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Центральная, включающую:

- реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

- реконструкцию ЗРУ-6/10 кВ с заменой ячеек 3 и 4 секции шин (КМ-1 и К-59) на современные малогабаритные ячейки.

5.3.7. ПС 500 кВ Иркутская (замена автотрансформатора АТ-9)

В настоящее время на ПС «Иркутская» находится в эксплуатации три типа групп однофазных автотрансформаторов 500 кВ:

- АТ-8 – 3х АОДЦТН-267000-500/220-У1
- АТ-9 – 3х АОДЦТГ-250000-500
- АТ-10 – 3х АОРТДЦТН-250000-500/220-УХЛ1

Группа автотрансформаторов АТ-8 обновилась в период 1991 года. Группа АТ-10 была заменена на новые автотрансформаторы в период 2011-2014 годов. При замене АТ, в связи с отсутствием РПН и ПБВ на оставшихся в работе АТ, не предусматривалась возможность использования РПН для регулировки напряжения. Фактически управление РПН выполнено от кнопки местного управления шкафа РПН АТ.

Группа автотрансформаторов АТ-9 была укомплектована из оставшихся самых лучших по характеристикам автотрансформаторов (в том

числе демонтированных с АТ-8, АТ-10). Последняя замена была произведена в 2008г., когда АТ фазы «С» был забракован по результатам хромотографического анализа масла и заменен на резервный оставшийся после замены АТ-8.

На сегодняшний день группа автотрансформаторов АТ-9 укомплектована:

- АТ-9 фаза «А», АТ зав.№ 36938, 1962 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию, (54 года эксплуатации) изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1998 году. Начиная с 2005 года периодически в период летних температурных максимумов, происходит превышение концентрации в масле газов CO и CO2, что свидетельствует о старении изоляции, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.

- АТ-9 фаза «В», АТ зав.№ 36937, 1962 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию (54 года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1981 году. Начиная с 2000 года периодически, происходит превышение концентрации в масле газов CO2, а с 2005года также наблюдается превышение концентрации в масле газов CO, что свидетельствует о перегревах твёрдой изоляции и ускоренном старении изоляции АТ, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.

- АТ-9 фаза «С», АТ зав.№ 36939, 1963 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию (54 года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 2005 году. После проведённого капитального ремонта (до ремонта наблюдалось превышение концентрации в масле газов CO2) и поддержанию по возможности температурных режимов масла в пределах 30-350, замечаний по работе АТ на данный момент нет.

На основании вышеизложенного и в соответствии с РД 34.46.501. «Инструкции по эксплуатации трансформаторов» не допускается перегрузка АТ-9. В нормальной схеме АТ-9, АТ-8 и АТ-10 на ПС 500 кВ Иркутская работают параллельно. В связи с отсутствием РПН и ПБВ на АТ-9, недопустимо использование существующих РПН и ПБВ на АТ-8 и АТ-10 для регулировки напряжения на шинах 220 кВ. Для повышения надёжной работы ПС 500 кВ Иркутская и возможности задействования РПН для регулировки напряжения на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Иркутская в автоматическом

режиме, что требуют «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации №937 от 13.08.2018г., необходимо выполнить замену АТ-9 и создание системы автоматики управления РПН АТ-8,9,10.

Замена АТ-9 на ПС 500 кВ Иркутская осуществляется без увеличения мощности АТ.

5.3.8. Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино (реконструкция ОРУ 110 кВ с переносом Т-4 на новое место, реконструкция ЗРУ 6 кВ)

На существующей ПС 220 кВ Ново-Ленино (ОАО «ИЭСК») установлены следующие автотрансформаторы и трансформаторы:

- АТ-1 – АТДЦТН-125000/220/110/6, 2000 г.в.;
- АТ-2 – АТДЦТН-125000/220/110/6, 1999 г.в.;
- Т-1 – ТДТНГ-31500/110/35/6, 1964 г.в.;
- Т-2 – ТДТНГ-31500/110/35/6, 1964 г.в.;
- Т-3 – ТРДН-32000/110/6, 1984 г.в.;
- Т-4 – ТДТН-31500/110/6, 1985 г.в.

Максимальная нагрузка за последние 5 лет на ПС 220 кВ Ново-Ленино зафиксирована по данным контрольного замера 21 декабря 2016 года в 15-00 по мск, в объеме **44,328** МВА:

- Т-1 – 19,336 МВА;
- Т-2 – 24,993 МВА.

В случае отключения одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 119,8 %, с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175), что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 6,6 МВт).

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 220 кВ Ново-Ленино на общую суммарную мощность 13,557 МВт (реестр действующих ТУ на ТП прилагается).

Перспективная загрузка ПС 220 кВ Ново-Ленино с учётом реализации договоров ТП и применением коэффициента реализации 0,2 составит:

$S_{пер} = S_{кз} + S_{ту} = 44{,}328+(13{,}557*0{,}2) = 47{,}338$ МВА

При отключении одного из трансформаторов 110/35/6 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 220 кВ Ново-Ленино, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит –127,9%, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 9,3 МВт).

Существующая схема ЗРУ 6 кВ не позволяет переводить нагрузку Т-1 и Т-2 на существующие Т-3 и Т-4. Перевод нагрузки по сети 6 кВ на другие центры питания возможен в объеме не более 2,86 МВА (ограничения по загрузке КЛ 6 кВ), что недостаточно для снятия перегрузки. Небольшой объем переводимой на другие ЦП нагрузки обусловлен тем, что на каждую ячейку 6

кВ на ПС 220 кВ Ново-Ленино фактически подключено по несколько отходящих КЛ 6 кВ и, соответственно, возможен перевод на другой ЦП только целой группы КЛ 6 кВ, но это приводит к перегрузке КЛ 6 кВ. Данная информация подтверждается письмом ОАО «ИЭСК» от 17 апреля 2020 года № 06.060-10-4.23-1431.

В связи с вышесказанным планируется осуществить реконструкцию ПС 220 кВ Ново-Ленино, включающую реконструкцию ЗРУ 6 кВ с увеличением числа ячеек для подключения КЛ 6 кВ, с организацией 3 и 4 секции шин 6 кВ, а также с организацией связи (строительством вводов) ЗРУ 6 кВ не только с Т-1, Т-2, но и с Т-3, Т-4. что это позволит исключить перегрузку Т-1 и Т-2 при отключении одного из траснформаторов.

5.3.9. Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная

ПС 110 кВ Нагорная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ-110 Байкальская – Нагорная цепи I и II, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Нагорная и ПС 110 кВ Релейная.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Нагорная, включающую:

1. реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

5.3.10. ПС 110 кВ Октябрьская

ПС 110 кВ Октябрьская по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и/ или ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Цимлянская, ПС 110 кВ Печная и ПС 110 кВ Октябрьская.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Октябрьская, включающую:

1. Реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.
2. Замену ячеек КРУН-6 кВ секции шин 1968-1985 года выпуска на современные малогабаритные ячейки.

5.3.11. Существующая схема электроснабжения Центрального района г.Братск.

На ПС 110 кВ Северная установлено два трансформатора 110 кВ:

- Т-1 – ТРДН-25000/110/10, 1990 г.в. (1990 – ввод в эксплуатацию);
- Т-2 – ТРДН-25000/110/10, 1990 г.в. (1990 – ввод в эксплуатацию).

Максимальная нагрузка за последние 5 лет на ПС 110 кВ Северная зафиксирована 21 декабря 2016 года в 15-00 по мск и составила 29,01 МВА (данные очередных контрольных замеров):

Максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Северная по данным внеочередных замеров зафиксирована 31 декабря 2019 года в 14-00 по мск, в объеме 29,82 МВА (данные внеочередного замера приведены в Приложении 1).

В случае отключения одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101,5 %, с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 8 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175).

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 110 кВ Северная на общую суммарную мощность 0,**765** МВт (перечень действующих ТУ на ТП и копии ТУ на ТП приведены Приложении 2).

Перспективная загрузка ПС 110 кВ Северная с учётом реализации договоров ТП и применением коэффициента реализации 0,2 составит:

Sпер = Sкз + Sту = 29,82+(0,765*0,2)/0,9 = 29,99 МВА.

Таким образом, загрузка для Т-1 в режиме N-1 с учетом Кддп 1,175 составит 102,1 %, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 0,554 МВт).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, т.к. распределительные сети 10 кВ центральной части города Братск обслуживает смежная ТСО АО «БЭСК», по информации которой (письмо от 07.04.2020 исх. № 1875, приведено в Приложении 3) возможность резервирования нагрузки ОАО «ИЭСК» по существующим КЛ 10 кВ АО «БЭСК» отсутствует.

Таким образом, для исключения перегруза Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Северная рассмотрены 2 варианта:

1. Строительство 4-х кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная до РУ 10 кВ ПС 110 кВ Западная (перевод нагрузки в объеме 0,554 МВт).

2. Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ 2×25 МВА на трансформаторы 110/10 кВ 2×32 МВА.

Технико-экономическое сравнение вариантов выполнено с применением приказа Минэнерго РФ от 17 января 2019 года №10 и представлено в таблице 5.3.11..

Таблица 5.3.11.

	Вариант 1: Строительство КЛ 10 кВ ПС Северная – ПС Западная	Вариант 2: Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА
Мероприятия	*1.* Строительство 4-х кабельных линий связи между ПС 110 кВ Северная и ПС 110 кВ Западная КВЛ – 42 млн руб. *2.* Реконструкция ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Западная с восстановлением двух резервных ячеек 10 кВ №16 и №28 и строительством двух новых линейных ячеек 10 кВ КВЛ – 4 млн руб. *3.* Реконструкция КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Северная со строительством четырёх линейных ячеек 10 кВ КВЛ – 6 млн руб.	*1.* Стоимость СМР на демонтаж старых трансформаторов и монтаж новых 2*32 МВА: КВЛ – 47,5 млн руб. Трансформаторы 110/10 кВ 2*40 МВА для ПС Северная приобретены ОАО «ИЭСК» в 2019 году и находятся на складе филиала СЭС (подтверждающие документы приведены в Приложении 4)
ИТОГО КВЛ, млн. руб.	52	47,5

По данным ОАО «ИЭСК» приобретены трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый для размещения на ПС 110 кВ Северная.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить установку на ПС 110 кВ Северная двух трансформаторов 110/10 кВ 2*32 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Учитывая факт приобретения и получения ОАО «ИЭСК» трансформаторов 2х25 МВА, а также письма Министерства от 16 апреля 2020 года № 02-58-4005/20, на ПС 110 кВ Северная предлагается установка двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

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 2 шт., и замену ячеек КРУ 10 кВ.

Для устранения несоответствия (подтверждающие документы представлены в Приложении 6) 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.

5.3.12. Строительство ПС 110 кВ Макарово (1×6,3 МВА).

От ПС 110 кВ Макарово, которая была временно смонтирована на базе комплексной передвижной подстанции на автоходу (установлена на автомобильном трале), выполнено электроснабжение посёлков Макарово, Балашово и Кривая лука, год выпуска 1979, тип ПКТПА-2500/110 с трансформатором ТМН-6300/110/10-71У1 1977 года выпуска (установлен на железобетонных плитах без маслоприёмника). ОРУ 110 кВ ПС также выполнено на автоходу по упрощённой схеме, защита со стороны 110кВ осуществляется ограничителями перенапряжения и плавкими вставками. КРУН 10кВ с выкатными масляными выключателями ВММ-10-400 У2 1973 года выпуска не имеет свободных ячеек для подключения дополнительных ВЛ 10кВ.

Подстанция установлена в лесном массиве неподалёку от ВЛ 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск и введена в работу в августе 1990 года (как временная).

Кроме того, до ближайшего населённого пункта Макарово 13 км по пересечённой местности. В период весеннего половодья при разливе р. Лена проезд к подстанции невозможен. Поэтому в случае аварийного отключения возможны длительные перерывы электроснабжения социально-значимых объектов, расположенных в населённых пунктах Макарово, Балашово и Кривая Лука.

В соответсвии с заключением, приведенном в акте от 30 апреля 2018 года технического освидетельствования (прилагается), оборудование ПС 110 кВ Макарово находится в неудовлетворительном состоянии, в связи с чем требуется проектирование и сооружение новой ПС.

С учетом изложенного предлагается сооружение ПС 110/10 кВ Марково без увеличения трансфрматорной мощности (1х6,3 МВА).

5.3.13. Модернизация ПС 220 кВ Лена (реконструкция АЧР).

Текущая ситуация

- требование Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ (письмо от 16 июля 2018 года №Р74-б2-I-2-19-2201) о необходимости реализации блокировки по скорости снижения частоты на подстанциях ОАО «ИЭСК»;
- план-график реализации блокировок устройств АЧР по скорости снижения частоты на ПС ОАО «ИЭСК» от 17 сентября 2018 года.

Решение проблемы:

- во исполнение п.5.4.1 ПТЭ, а также для исключения излишних отключений потребителей ПС Лена (г.Усть-Кут) требуется выполнить реконструкцию автоматической частотной разгрузки на ПС 220 кВ Лена, с заменой на микропроцессорное устройство с реализацией блокировки по скорости снижения частоты, (1 комплект).

5.3.14. Модернизация ПС 220/35/10 кВ Сибирская (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт.)

Текущая ситуация:

- на ПС Сибирская масляные выключатели ВМ-220 Т-1,2 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей

У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

С целью исключения рисков отказа во включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ Сибирская ВМ-220 Т-1,2 на элегазовые в количестве 2 шт.

5.3.15. Модернизация ПС 220/110/10 кВ БЛПК (замена выключателей 220 кВ 3шт.)

Текущая ситуация:

- на ПС БЛПК масляные выключатели ВМ-220 БрАЗ-5 (АТ-1), ВМ-220-239 (АТ-2), СВМ-220 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

С целью исключения рисков отказа во включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ БЛПК ВМ-220 АТ-1,2, СВМ-220 на элегазовые в количестве 3 шт.

5.3.16. Модернизация ПС 220/6 кВ № 6 (замена выключателей 220 кВ 2 шт.)

Текущая ситуация:

- на ПС №6 масляные выключатели ВМ-220-245, ВМ-220-246 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения

С целью исключения рисков отказов во включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ №6 выключателей 220 кВ на элегазовые в количестве 2 шт.

5.3.17. Модернизация ПС 220/35/6 кВ № 3 (замена выключателей 220 кВ 2 шт.)

Текущая ситуация:

- на ПС №3 масляные выключатели 220 кВ Т-1,2 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

С целью исключения рисков отказов во включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ №3 выключателей 220 кВ на элегазовые (2 шт).

5.3.18. Модернизация ПС 220/35/10 кВ Покосное

Текущая ситуация:

- нарушение требований п.п. 3.2.15 и 3.2.25 ПУЭ в части устройств РЗ ЛЭП 220 кВ, примыкающих к ПС 220 кВ Покосное;

- трансформаторы Т-1,2,3 ПС Покосное включены в утверждённый Филиалом АО «СО-ЕЭС» Иркутское РДУ перечень ЛЭП и оборудования, не обеспеченных дальним резервированием устройствами релейной защиты;

- имеются дефекты коммутационного оборудование 220 кВ Т-1,2;

- существующая схема ОД-КЗ не позволяет обеспечить возможность выполнения переключений с целью вывода в ремонт или ввода в работу ВЛ 220 кВ №232 или ВЛ 220 кВ №233 без снятия нагрузки, что приводит к регулярному ограничению электроснабжения потребителей Братского района, о чём свидетельствуют неоднократные обращения потребителей с жалобами на перерывы электроснабжения.

Потенциальные риски в себя включают отсутствие дальнего резервирования защит трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС Покосное, в случае нарушения режима работы оборудования ПС Покосное, может привести к развитию аварии, повреждению оборудованию ПС и обесточиванию потребителей Братского района, а также разрыву транзита 220 кВ (ВЛ-232 – ВЛ-233)

Решение проблемы:

- выполнить модернизацию ПС 220/35/10 кВ Покосное с заменой ОД и КЗ 220 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.;

- для устранения несоответствия требованиям ПУЭ и обеспечения дальним резервированием защит трансформаторов Т-1 и Т-2 необходимо выполнить реконструкция релейной защиты и автоматики с выносом панелей в ОПУ.

5.3.19. Модернизация ПС 220/110/10 кВ Опорная

5.3.19.1. Замена выключателей 110 кВ (6шт).

Текущая ситуация:

- в ходе разработки проектной документации по титулу «Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ БЛПК – Опорная. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Опорная. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ БЛПК» вывялено несоответствие номинальных токов первичного оборудования ПС 220 кВ Опорная токам КЗ, значительно возрастающим после строительства данной ВЛ;

- существующие выключатели 110 кВ ВМ-110 ЦКК-1,2,3,4,5, ШСВ-110 являются масляного типа.

С целью исключения рисков повреждения оборудования, а также отказа в включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ Опорная выключателей 110 кВ в количестве 6 шт.

5.3.19.2. Замена выключателей 220 кВ (2 шт.).

Текущая ситуация:

- на ПС Опорная масляные выключатели ВМ-220 АТ-1,2 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

С целью исключения рисков отказа в включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ Опорная ВМ-220 АТ-1,2 на элегазовые в количестве 2 шт.

5.3.20. Модернизация Братский ПП ОАПВ ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569) и ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570)

В соответствии с протоколом совещания Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Иркутское РДУ, ОАО «ИЭСК» и ОАО «Иркутскэнерго» на тему «Реализация однофазного автоматического повторного включения на ВЛ 500 кВ в энергосистеме Иркутской области» 11.04.2012г. и письмом филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири №04-612-II-1-19-5450 от 27.08.2019г. «О графике реализации ОАПВ на ВЛ 500 кВ» ОАО «ИЭСК» взяло на себя обязательства по оснащению всех ВЛ 500 кВ устройствами ОАПВ, согласно утверждённому графику необходимо выполнить реконструкцию РЗА Братский ПП 500 кВ.

С целью исполнения п.178 «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем», утверждённых ПП РФ от 13.08.2018г. №937, а также повышения устойчивости работы Иркутской энергосистемы посредством оснащения ВЛ 500 кВ устройствами однофазного повторного включения предлагается выполнить модернизацию устройств релейной защиты ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569) и ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570) с заменой существующих устройств РЗА современными, включающими устройства ОАПВ.

5.4.1. Реконструкция ПС 110 кВ Карлук (замена Т-1, КРУН-10 кВ)

На существующей ПС 110 кВ Карлук установлены два трансформатора 110 кВ:

- Т-1 – ТДТН-16000/110/35/10, 1995 г.в. (1996 – ввод в эксплуатацию)
- Т-2 – ТДТН-25000/110/10, 2011 г.в. (2011 – ввод в эксплуатацию)

По стороне 110 кВ ПС 110 кВ Карлук имеет типовую схему 110-4Н «два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Максимальная за последние 5 лет (с 2015 по 2019 год) нагрузка на ПС 110 кВ Карлук по данным очередных контрольных замеров зафиксирована 18.12.2019 в 01-00 по мск, в объеме 23,38 МВА.

Максимальная за последние 5 лет (с 2015 по 2019 год) нагрузка на ПС 110 кВ Карлук по данным внеочередных замеров зафиксирована 03 февраля 2020 года в 16-00 по мск, в объеме 26,81 МВА (данные внеочередного замера прилагаются).

В период с 2015 по 2020 годы заключено, но не исполнено 471 договоров технологического присоединения (реестр действующих ТУ на ТП и копии ТУ свыше 670 кВт прилагается) на общую суммарную мощность 12,827 МВт. Перспективная загрузка ПС 110 кВ Карлук с учётом реализации договоров ТП и применением коэффициента реализации 0,2 составит:

$S_{пер} = S_{кз} + S_{ту} = 26,81+(12,827*0,2)/0,9 = 29,66$ МВА.

В случае отключения одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 148,3 %, при длительно допустимой 125%,

что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 8,7 МВт)

Схемно-режимных мероприятий, позволяющих снизить загрузку трансформаторов до допустимых значений (перевод нагрузки, деление сети) нет, по причине отсутствия кольцевых связей, перегрузки ЛЭП 10 кВ и близлежащих центров питания 35-110 кВ (в соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» от 6 октября 2017 года №06.060 10 4.23, прилагается).

После ввода ПС 220 кВ Столбово с ВЛ 35 кВ Столбово – Садоводство и строительства запланированной ПС 35/10 кВ Садоводство в соответствии с вышеназванным письмом ОАО «ИЭСК» будет возможен перевод нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС 35/10 кВ Садоводство (ВЛ 10 кВ Карлук – Садоводство) в объеме 8,5 МВА.

С учётом осуществления перевода нагрузки на ПС Столбово, загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Карлук в режиме №-1 составит 105,8 %.

Таким образом, исключение перегрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Карлук в схемно-режимной ситуации при отключении одного из существующих трансформаторов может быть выполнено посредствам реализации одного из вариантов:

1. Строительство новой ПС 35 кВ и ЛЭП 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово и перераспределение нагрузки с ПС 110 кВ Карлук;
2. Замена на ПС 110 кВ Карлук трансформатора 16 МВА на трансформатор 25 МВА.

Технико-экономическое сравнение вариантов выполнено с применением приказа Минэнерго России от 17 января 2019 года №10 и представлено в таблице 5.4.1..

Таблица 5.4.1.

	Вариант 1: Строительство новой ПС 35 кВ (2х6,3 МВА) и ЛЭП 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово	Вариант 2: Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-1 1х16 МВА на 1х25 МВА
Мероприятия	*1. Строительство новой ПС 35/10 кВ:* – строительство ОРУ 35 кВ; – строительство ЗРУ 10 кВ; – установка тр-ров 2х6,3 МВА. *(КВЛ – 92 млн.руб.)* *2. Строительство 35 кВ* от ПС 220 кВ Столбово (2,7 км) *(КВЛ – 16 млн.руб.)*	*1. Реконструкция ПС 110 кВ Карлук:* – замена трансформатора Т-1 1х16 МВА на 1х25 МВА; – замена КРУН-10 кВ. *(КВЛ – 73 млн.руб.)*
Капиталовложения, млн. руб.	*108*	*73*

К реализации принят вариант замены на ПС 110 кВ Карлук трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

5.4.2. ПС 110 кВ Жигалово (Реконструкция с заменой трансформатора Т-16,3 МВА на 10 МВА).

Центром питания для электроснабжения объектов в п. Жигалово является подстанция 110/20/10 кВ Жигалово.

От данного центра питания осуществляется электроснабжение 17 населенных пунктов, 65 КТП 20/0,4 кВ и 10/04 кВ и 41 социально значимых объектов. Основной потребитель – ТСО ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 годов) на ПС 110 кВ Жигалово по данным контрольного замера была зафиксирована 21 декабря 2016 года в 06-00 по мск. по стороне 110 кВ Т-1, Т-2 и составила 10,44 МВА.

- Т-1 – 4,99 МВА (P = 4,71 МВт Q = 1,64 Мвар);
- Т-2 – 5,45 МВА. (P = 5,23 МВт Q = 1,53 Мвар).

На существующей ПС 110 кВ Жигалово установлены два трансформатора 110/20/10 кВ: Т-1 мощностью 6,3 МВА (установлен в 1973 году) и Т 2 мощностью 10 МВА (установлен в 1975 году). В случае отключения одного трансформатора (Т-2), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 141,1 %, с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) согласно Приказа Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81 (в зимний период коэффициент равен 1,175).

В настоящее время при отключении одного трансформатора необходим ввод ограничения режима потребления существующих потребителей в объеме 2,7 МВт.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют. В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети электрические связи с другими центрами питания отсутствуют, то есть отсутствует возможность резервирования нагрузки от других центров питания.

В период с 2018 по 2020 годы заключено, но не исполнено 35 договоров технологического присоединения (реестр ТУ на ТП с копиями ТУ на ТП свыше 670 кВт прилагается) на общую суммарную мощность 4,54 МВт.

Таблица 5.4.2.

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учетом Кр, кВт
Свыше 670 кВт, в т.ч.:	870		348
Социальные объекты (техникум с общежитием)	870	0,4	348
До 670 кВт, в т.ч.:	3666,6		733,32
Социальные объекты	2988,7	0,2	597,74

ЮЛ, ИП, прочие	490,9	0,2	98,18
ФЛ (жилые дома, квартиры и пр.)	187	0,2	37,4
Всего, кВт	4536,6		1081,32
Всего, МВА	5040,67		1201,47

Перспективная загрузка ПС 110 кВ Жигалово с учётом реализации ТУ на ТП и применением коэффициентов реализации 0,2 и 0,4 составит 10,44 + 1,2 = 11,64 МВА.

Таким образом, после замены трансформатора Т-1 на 10 МВА, при отключении одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора (с учетом применения коэффициента длительно допустимой перегрузки 1,175) составит 99 %.

Как было указано выше, 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 трансформатора 110/20/10 кВ: Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

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

По данным контрольного замера 21 декабря 2016 года 6-00 по мск с учетом полной компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ, 20 кВ в объеме 3,17 Мвар при отключении на ПС 110 кВ Жигалово Т-2 перегрузка, оставшегося в работе Т-1 мощностью 6,3 МВА составит 134,3%.

С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 110 кВ Жигалово силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА. Альтернативные мероприятия отсутствуют.

5.4.3. ПС 110 кВ Никольск (замена трансформатора Т-1 6,3 МВА на трансформатор аналогичной мощности с РПН, замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов)

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±2х2,5%, 1974 года выпуска;
- Т-2 110/10 кВ – ТДТН-10000 с РПН 115±9х1,78%.

Для обеспечения качества электрической энергии у потребителей, уровень напряжений на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск должен составлять 10,6 кВ в режиме наибольших нагрузок и10,4 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 (заключение филиала ОАО «ИЭСК» ВЭС» прилагается), 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».

В связи с вышесказанным предлагается реконструкция ПС 110 кВ Никольск в следующем объеме:

- замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности (6,3 МВА) с РПН 115± 9х1,78%;
- ремонт (замена) устройства РПН Т-2;
- замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов.

5.4.4. ПС 110 кВ Черноруд (реконструкция, перевод на проектную схему)

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

Существующая ПС 110 кВ Черноруд имеет схему с двумя трансформаторами:

- Т-1 110/35/10 кВ 16 МВА (2013 г.в.);
- Т-2 35/10 кВ 4 МВА (1984 г.в.).

Максимальная нагрузка по данным контрольного замера на ПС 110 кВ Черноруд зафиксирована в 14-00 мск. 18.12.2019 в объеме 3,27 МВА:

- Т-1 – 3,27 МВА;
- Т-2 – 0 МВА.

В случае отключения трансформатора Т-1, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит **69,6** % = (3,27/(4*1,175)*100) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175).

Питание Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Черноруд осуществляется по следующей схеме:

- Т-1 – отпайкой от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь;

- Т-2 – от ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир, участок которой от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд выполнен в габаритах 110 кВ с подвеской провода участка ВЛ на общих опорах с отпайкой 110 кВ от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь на ПС 110 кВ Черноруд.

Имеются действующие, но еще нереализованные ТУ на ТП потребителей от ПС 110 кВ Черноруд (реестр ТУ на ТП, а также копии ТУ на ТП свыше 670 кВт приведены в Приложении) на общую мощность 4,6 МВт:

Таблица 5.4.4.

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учетом Кр, кВт
Свыше 670 кВт, в т.ч.:	750		300
Школа-сад	750	0,4	300
До 670 кВт, в т.ч.:	3844,48		768,9
ЮЛ, ИП, прочие	1267	0,2	253,4
ФЛ (жилые дома, домовладения и пр.)	2577,48	0,2	515,5
Всего, кВт	4594,48		1068,9
Всего, МВА	5104,98		1187,67

Перспективная загрузка ПС 110 кВ Черноруд с учётом реализации ТУ на ТП и применением коэффициентов реализации 0,2 и 0,4 составит:

Sпер = 3,27+1,19 = 4,46 МВА (загрузка 94,9 % с учетом коэффициента ДДП 1,175).

Кроме того, имеются действующие, но еще нереализованные ТУ на ТП потребителей от ПС 35 кВ Хужир (реестр ТУ на ТП приведен в Приложении) на общую мощность 7,06 МВт с учетом применения коэффициента реализации Кр=0,2 получаем перспективную нагрузку по ПС Хужир равную = (7,06*0,2)/0,9 = 1,57 МВА.

Возможности применения схемно-режимных мероприятий в части перевода нагрузки в районе ПС 110 кВ Черноруд нет в связи с отсутствием связей по сети 6-35 кВ.

От ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир осуществляется питание ПС 35 кВ Хужир (2х4 МВА) (о. Ольхон), ПС 35 кВ Паромная переправа (1х0,4 МВА), ПС 35 кВ Семь сосен (1х0,1 МВА), ПС 35 кВ КФХ Венцак (1х0,1 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 (подтверждающие документы приведены в Приложении 3).

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 6 ПС (установку 3-х выключателей 35 кВ на 3-х 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. Перегрузка по току трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Черноруд в данном режиме с учетом ТУ на ТП, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд, и эффектом совмещения максимума нагрузок составляет 7 % сверх длительно допустимого значения. Мероприятия по реконструкции РЗА не снимают проблему перегрузки в зимних режимах трансформатора Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд.

Еще одним вариантом для устранения «узких мест» существующей схемы ПС 110 кВ Черноруд в ремонтной схеме, связанных с проблемами в РЗА и перегрузкой по току трансформатора Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд в режиме зимних максимальных нагрузок, является реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему с переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд, а именно:

– с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ;

– с реконструкцией ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ (под три присоединения: Т-1, Т-2, ВЛ 35 кВ);

– переводом 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, для перевода которой на 110 кВ, строительство участков ВЛ 110 кВ не требуется, 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);

– 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 10,42 МВА: 3,27 МВА (собственная существующая нагрузка ПС Черноруд) + 4,39 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) + 1,19+1,57 (нагрузка по утверждённым, но нереализованным ТУ на ТП по ПС Черноруд и ПС Хужир). С учетом эффекта совмещения нагрузок мощность вновь устанавливаемого трансформатора составит 16 МВА.

Выполним технико-экономическое сравнение вариантов:

Вариант А:

- замена на ПС 110 кВ Черноруд существующего трансформатора Т-2 35/10 кВ 4 МВА на трансформатор 6,3 МВА – ориентировочная стоимость 15 млн. руб.;

- установка БСК на ПС 35 кВ Хужир 2х1 МВА с АОСН и на ПС 110 кВ Черноруд 2х1 МВА с АОСН – ориентировочная стоимость 2х7,5=15 млн. руб.;

- организация ВЧ-канала связи на 6 ПС 35 кВ с ВЧ-обработкой на 4-х ПС 35 кВ с установкой 7 комплектов основных ВЧ-защит – ориентировочная стоимость 25 млн. руб. Вариант организации каналов ВОЛС дороже, т.к. требуется подводная прокладка ВОЛС на о. Ольхон.

- реконструкция 3-х ПС 35 кВ с установкой выключателей 35 кВ, защит трансформаторов, СОПТ – ориентировочная стоимость 3х5=15 млн. руб.;

Итого 70 млн. руб.

Вариант Б: реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему – ориентировочная стоимость 60 млн. руб., в составе:

- установка трансформатора Т-2 110/35/10 кВ 16 МВА на ПС 110 кВ Черноруд – ориентировочная стоимость 25 млн. руб.;

- реконструкция ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Черноруд, переключение ВЛ 110 кВ и 35 кВ – ориентировочная стоимость 35 млн. руб.

Итого 60 млн. руб.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему (с заменого трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ 16 МВА), переводом участка ВЛ 35 кВ на 110 кВ, переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Также отмечаем, что в этом варианте ниже эксплуатационные затраты на РЗА и потери электроэнергии (в связи с переводом участка ВЛ протяженностью около 40 км с 35 кВ на 110 кВ).

5.5.1. ПС 220 кВ Черемхово (реконструкция ОРУ и РЗА)

ПС 220 кВ Черемхово участвует в транзите 500-220-110 кВ Братск-Иркутск, является центром питания электрических сетей Черемховского района. От ПС 220 кВ Черемхово по 110 кВ запитаны ПС 110 кВ Жаргон, ПС 110 Кутулик, ПС 110кВ Забитуй (Иркутская дистанция электроснабжения (ЭЧ-5) ВСДЭ ОАО «РЖД»), ПС 110кВ Оса, (филиала ОАО «ИЭСК» ВЭС).

На ПС 220 кВ Черемхово установлены два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110 кВ, 1996 и 1997 года ввода в работу, и два трансформатора ТДТН-80000/110/35/6, 1996 и 2011 года ввода в работу.

На ПС 220 кВ Черемхово основная защита транзитных линий 220 кВ и 110кВ ДФЗ-201, введена в эксплуатацию в 1983 году, и резервная защита ЭПЗ-1636, введена в эксплуатацию в 1976 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, что увеличивает время ремонта и снижает его качество (замена на б/у элементы). Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов устройств РЗА. Имеется заключение о работе РЗА на ПС 110 кВ Черемхово от 10.06.2018 (копия прилагается). К таким снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок

эксплуатации относятся защиты линий 35 кВ Зерновое, ТЭЦ-12 А, Б введённые в 1956 году, а также все РЗА, кроме прошедших реконструкцию за последние годы.

Учитывая, что выключатели 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и другие 1956 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой. Это относится и к трансформаторам напряжения 220 кВ 110 кВ 35 кВ, 1964 года выпуска. Шинные и линейные разъединители 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и линий 35кВ 6 кВ эксплуатируются часть с 1956 года, часть 1972 года и 1980 года.

Общее состояние строительных конструкций здания главного щита управления ПС 220 кВ Черемхово, ЗРУ-6кВ ПС 220 кВ Черемхово, здания релейной защиты ПС 220 кВ Черемхово оценивается как ограниченно-работоспособное.

Кабельные трассы на ОРУ-220кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ эксплуатируются с 1956 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100%). Вследствие длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные и силовые кабели, что приводит к отказам оборудования и аварийному отключению потребителей. Акт осмотра приведен в приложении к утвержденной Указом Губернатора Иркутской области от 22.08.2019 № 183-уг Схеме и программе развития энергосистемы Иркутской области на 2020-2024 годы.

Исходя из вышеизложенного и во избежание рисков повреждения оборудования, требуется реконструкция ПС 220 кВ Черемхово:

- выполнить реконструкцию ОРУ 220, 110, 35 кВ и ЗРУ-6 кВ с заменой оборудования, выработавшего свой ресурс, и дальнейшая эксплуатация которого может привести к его аварийному повреждению;
- выполнить реконструкцию РЗА 220, 110, 35 кВ с заменой кабельных связей, строительством нового здания ГЩУ и РЩ;

Состав заменяемого оборудования определить при выполнении инженерного обследования специализированной организацией. Технические решения уточнить при разработке ПСД. Разработка ПСД будет осуществлена в 2020 году, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2021-2024 годах.

5.5.2. ПС 110 кВ Цемзавод (реконструкция ОРУ и РЗА)

ПС 110 кВ Цемзавод участвует в транзите 110 кВ ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод I цепь, ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод II цепь, ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками, ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками. ПС 110 кВ Цемзавод является центром питания электрических сетей, питающих потребителей I категории ГСК ОАО «Саянскхимпласт», II категории ООО «Ангарский цемент», ООО «Стройпремиум», ООО «Востокнефтепровод», ООО «Невская косметика». От ПС 110 кВ Цемзавод по

35 кВ запитаны ПС 35 кВ Усть-Балей (филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети», ПС 35 кВ УПС-11 ООО «Стройкомплекс».

На ПС 110 кВ Цемзавод установлены два трансформатора ТДТН-40000 110/35/6 кВ, 1976 год ввода в работу и ТДТГ-60000/110/35/6 год выпуска 1957.

Т-1 – ТДТГ-60000 110/35/6 кВ, год ввода в работу – 1960 на трансформатор установлено устройство переключений ответвлений ПБВ +-2*2,5%.

Т-2 ТДТН-40000 110/35/6 кВ, год ввода в работу - 1976. На трансформатор установлено устройство переключений ответвлений РПН +-9*1,78%, ПБВ +-2*2,5%.

Из-за разной мощности трансформаторов 40 МВА и 60 МВА, а также разных схем соединения обмоток 35 кВ невозможна их параллельная работа, поэтому перевод питания с одного трансформатора на другой по 35 кВ производится с полным отключением потребителей.

Кроме того, существующая ПС 110 кВ Цемзавод имеет ряд конструктивных особенностей. В связи с расположением ОРУ-110 в зоне интенсивного загрязнения два раза в год производится чистка оборудования от цементной пыли с отключением потребителей. Длительность чистки по графику составляет 25-30 календарных дня. Так как ПС 110 кВ Цемзавод транзитная в период ремонтной компании производится корректировка ремонтных работ на объектах, находящихся в транзите.

Цементная пыль имеет высокую адгезию и, оседая на изоляцию, снижает её изоляционные свойства. По этой причине на ОРУ-35 кВ часто повреждается оборудование 35 кВ (ТТ-35, ТН-35, подвесная изоляция), а также выходит из строя кабельная линия 35 кВ потребителя. За период с 2014 по 2018 год было 7 аварийных ситуаций, связанных с нарушением (пробоем) изоляции и возникновением режима однофазного замыкания на землю на системах шин 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод.

На ПС 110 кВ Цемзавод основная ДФЗ-201 и резервная защита ЭПЗ-1636 транзитной линий 110 кВ Цемзавод –Усолье-Сибирская с отпайками 1981 года выпуска введена в эксплуатацию в 1983 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, поэтому найти их становиться сложно, а иногда невозможно. Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов защит линий. К таким снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок эксплуатации относятся защиты ПЗ-2 ВЛ 35 кВ Цемзавод – Усть-Балей I и II цепь, введённые в 1983 году, а также все РЗА, кроме недавно прошедших реконструкцию.

Учитывая, что выключатели 110 кВ транзитных линий и другие 1956-1961 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой (это относится и к трансформаторам тока стороны 35 кВ, года выпуска которых 1964, 1972).

Кабельные трассы на ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ эксплуатируются часть с 1958 года, часть 1972 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100%. Вследствие длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные кабели, что приводит к отказам оборудования и недоотпуску эл.энергии потребителю. Отчеты ООО «Профи-Град» по результатам инженерного обследования фундаментов ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод от 21.09.2015 Инв № 700В140449, фундаментов ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Цемзавод от 21.09.2015 Инв № 700В140450, Заключение о работе РЗА на ПС 110 кВ Цемзавод от 09.08.2010, Технический отчет 21-2016/2 ООО «Сибпроектконструкция» ОАО «ИЭСК» Центральные электрические сети инв. От 2016 г. № 700В110096 «Комплексное обследование», прилагаются.

На основании вышеизложенного, необходима:

– комплексная реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с переводом ее с открытого на закрытый тип в железобетонных модулях с реконструкцией РЗА;

– замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности, но с РПН и схемой соединения обмоток, как на Т-2, для обеспечения возможности регулирования напряжения и обеспечения возможности параллельной работы Т-1 и Т-2 по 35 кВ для выполнения перевода нагрузки между трансформаторами без отключения потребителей.

5.5.3. ПС 110 кВ Вокзальная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ. Вокзальная участвует в транзите ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками. ПС 110 кВ Вокзальная является центром питания для ТП ОГУЭП «Облкоммунэнерго» от которого запитаны социально важные объекты г. Усоле-Сибирское а также потребители II категории и такие социально важные потребители как «МУП Электроавтотранс», «Молокозавод». На ПС 110 Вокзальная установлены два трансформатора ТДН 16000/110/10 кВ 1970 года выпуска.

ПС 110 кВ Вокзальная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками, т.е. к отпаечным подстанциям: ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ ЗГО, ПС 110 кВ Новожилкино, ПС 110 кВ Тельма.

Отделитель ОД-1 (2) -110 типа ОД-110/630 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110М с приводом ШПКМ на ПС 110 Вокзальная эксплуатируются с 1972 года, на данный момент отсутствуют запасные части для выполнения ремонтов. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей. При отказе в работе отделителя и короткозамыкателя

отключенной остается вся линия с отпайками на время оперативных переключений с выводом в ремонт поврежденного участка персоналом оперативно выездных бригад. Работа на включение короткозамыкателя и отключение отделителя осуществляется действием защит, а ввод в работу оборудования осуществляется взводом привода в ручную.

На ПС 110 Вокзальная установлен КРУ типа К-XIII 1971 года выпуска. За время эксплуатации происходили повреждения оборудования в ячейках КРУН в следствии чего под воздействием электрической дуги повреждался корпус, происходила деформация металла с нарушением геометрических размеров ячейки. В процессе эксплуатации при физико-химическом взаимодействии окружающей среды на корпус КРУ образовалась коррозия металла, отсутствует утепление корпуса (копия Акта состояния КРУН-10 ПС 110 кВ Вокзальная от 19.02.2018 приведена в Приложении). В КРУН отсутствует быстродействующая защита от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

На основании вышеизложенного, необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вокзальная:

- с заменой отделителей и короткозамыкателей 110 кВ. на элегазовые баковые выключатели с реконструкцией РЗА;
- с заменой КРУН на современное утепленное комплектное распределительное устройство с коридором обслуживания с ваккумными коммутационными модулями.

Разработка ПСД будет осуществлена в 2023 году, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2024 году.

Таблица 5.5.3 Перечень существующих ЛЭП 110 кВ и выше.

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
ЛЭП 500 кВ			
	ВЛ 500 кВ Ангара – Камала-1	ОДУ Сибири	Красноярское РДУ Иркутское РДУ ПС 500 кВ Ангара ПС 500 кВ Камала-1
	ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	ОДУ Сибири	Красноярское РДУ Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ПС 500 кВ Ангара
	КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	ОДУ Сибири	Красноярское РДУ Иркутское РДУ Богучанская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1 (ВЛ-561)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2 (ВЛ-562)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская (ВЛ-560)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озерная	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет (ВЛ-501)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Иркутская – Ключи (ВЛ-581)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 1	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ ПС 500 кВ Камала-1 ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 2	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ ПС 500 кВ Камала-1 ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Ново-Зиминская – УПК Тыреть (ВЛ-568)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 500 кВ Озерная – Тайшет № 1	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Озерная – Тайшет № 2	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Тулун – Ново-Зиминская (ВЛ-564)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 500 кВ Тулун – УПК Тыреть (ВЛ-563)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть – Иркутская (ВЛ-565)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть – Ключи (ВЛ-566)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братская ГЭС (ВЛ-571)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС Усть-Илимская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братский ПП (ВЛ-572)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Усть-Илимская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Бурятское РДУ (инф. ведение) Усть-Илимская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 500 кВ Усть-Кут
ЛЭП 220 кВ			
	ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (АО-41)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-11
	ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БЛПК (ВЛ-239)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ I цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ II цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ III цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ IV цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ V цепь с отпайкой на ПС БЛПК	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ VI цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ VII цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ VIII цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ IX цепь с отпайкой на ПС Пурсей	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ X цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ XI цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ XII цепь с отпайкой на ПС Пурсей	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская (ВЛ-238)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС ООО «Транснефть-Восток»
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Падунская I цепь (ВЛ-235)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Падунская II цепь (ВЛ-236)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Седановский ПП I цепь (ВЛ-242)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Седановский ПП II цепь (ВЛ-243)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братский ПП – НПС-3 № 1	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ООО «Транснефть-Восток»
	ВЛ 220 кВ Братский ПП – НПС-3 № 2	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ООО «Транснефть-Восток»
	ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 2 с отпайками (ВЛ-233)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 3	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ БЦБК – Байкальск (БЦБ-271)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ ВСДЭ ЭЧ-7 ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272)	Бурятское РДУ	ОДУ Сибири Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-7 ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-234)	Якутское РДУ	Иркутское РДУ ПС 220 кВ Городская ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ НПС-11
	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233)	Якутское РДУ	Иркутское РДУ ПС 220 кВ Городская ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ НПС-11
	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	Бурятское РДУ	ОДУ Сибири Иркутское РДУ Гусиноозёрская ГРЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ДС-34)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I цепь	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II цепь	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ I цепь с отпайкой на ПС Байкальская (ВЛ-201)	Иркутское РДУ	Иркутская ГЭС Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ II цепь с отпайкой на ПС Байкальская (ВЛ-202)	Иркутское РДУ	Иркутская ГЭС Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 (ВЛ-215)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 2 с отпайками (ВЛ-216)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – УП-15 № 1 (ВЛ-213)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – УП-15 № 2 (ВЛ-214)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово I цепь с отпайками (ВЛ-209)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово II цепь с отпайками (ВЛ-210)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30)	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-6

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 1	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 2	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 I цепь	ООО «Транснефть-Восток»	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 II цепь	ООО «Транснефть-Восток»	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Коршуниха – Рудногорская (ВЛ-249)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Коршуниха – Лена	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Куанда – Чара (КЧ-49)	Забайкальское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Амурское РДУ Бурятское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Куанда ПС 220 кВ Чара
	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали	Амурское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Бурятское РДУ Забайкальское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Лопча ПС 220 кВ Юктали
	ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I цепь	Иркутское РДУ	АО «Витимэнерго» ПС 220 кВ Сухой Лог Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог II цепь	Иркутское РДУ	АО «Витимэнерго» ПС 220 кВ Сухой Лог Бурятское РДУ (инф.ведение)

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273)	Бурятское РДУ	ОДУ Сибири Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-7
	ВЛ 220 кВ Ния – Киренга	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская № 1 с отпайками (ВЛ-203)	Иркутское РДУ	Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская № 2 с отпайками (ВЛ-204)	Иркутское РДУ	Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Правобережная I цепь с отпайкой на ПС Левобережная (ВЛ 220 кВ НИТЭЦ – Правобережная-А)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Ново-Иркутская ТЭЦ
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Правобережная II цепь с отпайкой на ПС Левобережная (ВЛ 220 кВ НИТЭЦ – Правобережная-Б)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Ново-Иркутская ТЭЦ
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Шелехово I цепь (ВЛ-207)	Иркутское РДУ	Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Шелехово II цепь (ВЛ-208)	Иркутское РДУ	Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Ново-Зиминская – Тулун (ВЛ-231)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (УА-39)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10 ВСДЭ ЭЧ-11
	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (УЯ-40)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10 ВСДЭ ЭЧ-11
	ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 1	ООО «Транснефть-Восток»	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 2	ООО «Транснефть-Восток»	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ НПС-4 – Коршуниха (ВЛ-251)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ООО «Транснефть-Восток»
	ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ НПС-6 ПС 220 кВ НПС-7 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ НПС-6 ПС 220 кВ НПС-7 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I цепь с отпайкой на ПС НПС-8	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ НПС-7 ПС 220 кВ НПС-9 ООО «Транснефть-Восток» Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 II цепь с отпайкой на ПС НПС-8	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ НПС-7 ПС 220 кВ НПС-9 ООО «Транснефть-Восток» Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-11 ПС 220 кВ Таксимо
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1	Иркутское РДУ	Якутское РДУ ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ НПС-9 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2	Иркутское РДУ	Якутское РДУ ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ НПС-9 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1	Иркутское РДУ	Якутское РДУ ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ Сухой Лог Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2	Иркутское РДУ	Якутское РДУ ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ Сухой Лог Бурятское РДУ (инф.ведение)

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-11 ПС 220 кВ Таксимо
	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (СА-36)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (СК-35)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47)	Бурятское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Амурское РДУ Забайкальское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Таксимо ПС 220 кВ Куанда
	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ АО «Витимэнерго» ПС 220 кВ Таксимо
	ВЛ 220 кВ Тулун – Покосное (ВЛ-232)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	Амурское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Бурятское РДУ Забайкальское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Тында ПС 220 кВ Хорогочи
	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Коршуниха с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-248)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Рудногорская с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-247)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Сибирская с отпайкой на ПС № 6 (ВЛ-245)	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ Усть-Илимская ГЭС

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Сибирская с отпайками (ВЛ-246)	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ Усть-Илимская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная I цепь с отпайкой на ПС № 3 (ВЛ 220 кВ УИГЭС – Таежная-А)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная II цепь (ВЛ 220 кВ УИГЭС – Таежная-Б)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ (инф. ведение) Усть-Илимская ГЭС ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10 ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Коршуниха	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Лена	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1	Иркутское РДУ	ПС 500 кВ Усть-Кут ПС 220 кВ НПС-6 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2	Иркутское РДУ	ПС 500 кВ Усть-Кут ПС 220 кВ НПС-6 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим I цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-9 ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-9 ПС 500 кВ Усть-Кут

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Черемхово – Ново-Зиминская (ВЛ-230)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Хани – Чара (БД-75)	Забайкальское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Бурятское РДУ Амурское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Чара ПС 220 кВ Хани
	ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	Амурское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Забайкальское РДУ Бурятское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Лопча ПС 220 кВ Хорогочи
	ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-6
	ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма	Амурское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Забайкальское РДУ Бурятское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Олёкма ПС 220 кВ Хани ПС 220 кВ Юктали
	ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-9 ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал (ЯП-42)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-11
ЛЭП 110 кВ			
	ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-43)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Андриановская – Слюдянка с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5 ВСДЭ ЭЧ-6
	ВЛ 110 кВ Артемовская – Кропоткинская с отпайками	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Балаганск – Новонукутск	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» ЦУС
	ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Белореченская – Лесозавод с отпайкой на ПС Половина	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864)	Иркутское РДУ	Красноярское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ЦУС КЭ Иланская ДЭС КДЭ ПС 110 кВ НП-17
	ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Видим – Черная	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС
	ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС
	ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1 ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Головинская – Бахтай с отпайкой на ПС Алтарик	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5 ОАО «ИЭСК» ЦУС

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Головинская – Залари	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Головинская – Заря	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Делюр – Зима	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2 ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Жигалово – Знаменка	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Забитуй – Головинская	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Залари – Солерудник с отпайкой на ПС Тыреть	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ПС 110 кВ Солерудник ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Заря – Делюр	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская I цепь	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская II цепь	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Зяба – Кежма	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Инкубатор – Западная с отпайкой на ПС Бикей	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово I цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово II цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС Гончарово	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная I цепь	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Ангарская с отпайкой на ПС Промышленная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Ангарская)	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ Иркутская ТЭЦ-9
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Водозабор-1 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Водозабор-1)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – ГПП-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Мирная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Мирная)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – ТЭЦ-1-Б)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-9 Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Водозабор-1 с отпайкой на ПС Суховская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Водозабор-1)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Иркутская	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Иркутская ТЭЦ-9 с отпайками (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – ТЭЦ-9)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 Иркутская ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Еловка с отпайками	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-5 ПС 110 кВ Западная
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик -А)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 3 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.3 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 4 – ГПП-1 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.4 – ГПП-1)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 5 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.5 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 6 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.6 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 7 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.7 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 8 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.8 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Белореченская)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Вокзальная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Вокзальная)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Мальта)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Усолье-Сибирское (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Усольская)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Качуг – Жигалово	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-46)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Кежма – Видим	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8 ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Ключи тяговая – Юрты (С-60)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС Иланская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская с отпайкой на РП Полюс	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Невский	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулюшка с отпайкой на ПС Майская	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Кутулик – Головинская	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Лесозавод – Черемхово I цепь с отпайкой на ПС Огнеупоры	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Лесозавод – Черемхово II цепь с отпайкой на ПС Огнеупоры	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Максимовская – Ново-Ленино с отпайкой на ПС ИЗКСМ	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-5

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Мальта – Лесозавод с отпайкой на ПС Половина	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская I цепь с отпайкой на ПС Бодайбинская	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская II цепь	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Бодайбинская	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ Мамаканская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан I цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) АО «Витимэнерго» Мамаканская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) АО «Витимэнерго» Мамаканская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мусковит	Мамско-Чуйские электрические сети	Иркутское РДУ АО «Витимэнерго» Мамаканская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Мельниково – Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ МПС – Огневка с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ МПС – Опорная с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Нагорная – Кварцит тяговая (С-44)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Невский – Перевоз с отпайками	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Новая Уда – Знаменка	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская – Балаганск	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» ЦУС
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Куйтун)	Иркутское РДУ	Ново-Зиминская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» ЦУС ПС 110 кВ НПС-Кимельтей

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Ново-Зиминская I цепь с отпайкой на ПС Стройбаза (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Ново-Зиминская -А)	Иркутское РДУ	Ново-Зиминская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» ЦУС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Ново-Зиминская II цепь с отпайкой на ПС Стройбаза (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Ново-Зиминская -Б)	Иркутское РДУ	Ново-Зиминская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» ЦУС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Харик с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Харик)	Иркутское РДУ	Ново-Зиминская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» ЦУС ВСДЭ ЭЧ-2 ПС 110 кВ НПС-Кимельтей
	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ПС 110 кВ Западная
	ВЛ 110 кВ Новонукутск – Бахтай	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» ЦУС
	ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет-Восточная с отпайкой на ПС Невельская	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Огневка – Чукша	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Опорная – Турма	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Оса – Н.Уда-А)	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир (ВЛ 110 кВ Оса – Н.Уда-Б)	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Падунская – Гидростроитель I цепь с отпайкой на ПС КПД	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Падунская – Гидростроитель II цепь с отпайкой на ПС КПД	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Падунская – Западная с отпайкой на ПС Бикей	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Падунская – Инкубатор	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Пивзавод – Ново-Ленино с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Подкаменная – Андриановская	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская II цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Решоты – Тайшет-Запад (С-61)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-1 ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Ручей – Усть-Кут	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Нагорная с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-42)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Семигорск – Ручей	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Слюдянка – Подкаменная с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5 ВСДЭ ЭЧ-6
	ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-2 ВСДЭ ЭЧ-5 ПС 110 кВ Солерудник
	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ ПС 220 кВ Сухой Лог
	ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59)	Иркутское РДУ	Красноярское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1 Иланская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ ПС 110 кВ НП-17
	ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ АО «Витимэнерго» ПС 220 кВ Таксимо ПС 110 кВ Дяля ПП 110 кВ Чаянгро
	ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Турма – Огневка	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод I цепь	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод II цепь	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная I цепь (ВЛ 110кВ УИТЭЦ – Таежная-1)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ТЭЦ
	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная II цепь (ВЛ 110кВ УИТЭЦ – Таежная-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ТЭЦ
	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная III цепь (ВЛ 110кВ УИТЭЦ – Таежная-3)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ТЭЦ
	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная IV цепь (ВЛ 110кВ УИТЭЦ – Таежная-4)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ТЭЦ
	ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Лена	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС
	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – Мирная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – Мирная)	Иркутское РДУ	Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – УП-15-А)	Иркутское РДУ	Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – УП-15-Б)	Иркутское РДУ	Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Харик – Куйтун	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» ЦУС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Хребтовая – Семигорск	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Худоеланская – Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками (ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усольская)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС
	ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Чуна тяговая – Новочунка I цепь с отпайкой на ПС Лесогорск	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1 ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Чуна тяговая – Новочунка II цепь с отпайкой на ПС Лесогорск	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1 ВСДЭ ЭЧ-8

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Чукша – Чуна тяговая	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Шарбыш тяговая – Ключи тяговая (С-58)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Иланская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Шарбыш тяговая – Решоты (С-57)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Иланская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Шеберта – Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Шеберта – Худоеланская	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ ШП-9	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-10	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-11	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-12	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-15	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-16	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Южная – Пивзавод с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Юрты – Бирюса (С-62)	Иркутское РДУ	Красноярское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ЦУС КЭ Иланская ДЭС КДЭ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	Состояние транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово		ОДУ Сибири Иркутское РДУ
	Состояние транзита 110 кВ Тайшет – Тулун		ОДУ Сибири Иркутское РДУ
ЛЭП 35 кВ			
	ВЛ 35 кВ ШП-5	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 35 кВ ШП-6	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 35 кВ ШП-7	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 35 кВ ШП-8	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС

6.1. Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети»

6.1.1. Строительство ЛЭП-35 кВ, ПС 35/6 кВ «Китой» мкр. Китой г. Ангарск.

Электроснабжение мкр. Китой г. Ангарск (около 4 тыс. жителей, а также социально-важные объекты и объекты жизнеобеспечения) осуществляется по двум КЛ-6 кВ протяженностью 3,2 км каждая (ААШв 3х150 мм2) от УПС-4 35/6 кВ Майская (ООО «Сибэнергоактив-Иркутск», ранее ОАО «АУС») яч. №17, №18. Введены в эксплуатацию в 2004 г. и находятся в собственности администрации Ангарского городского округа, обслуживаются филиалом «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» по договору безвозмездного пользования.

Выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 1,33 МВт. Максимальная токовая нагрузка по яч. №17 и ячейке №18 в зимний период составляли 160А и 190А соответственно. При увеличении отбора мощности потребителей сечение кабеля КЛ-6 кВ будет не соответствовать передаваемой нагрузке, вследствие чего значение длительных токовых нагрузок для силовых кабелей КЛ-6 кВ будет превышать предусмотренные пунктом 5а.9 ГОСТ 18410-73, пунктом 1.1 РД 34.20.508, пунктом 5.8.2 ПТЭЭСиС значения. При аварийном отключении одной из КЛ-6 кВ (яч. №17 или яч.№18), потребуется ограничение электроснабжения потребителей на время восстановления КЛ-6 кВ. С 2011 г. зафиксировано 34 аварийных отключений в мкр. Китой г. Ангарска по причине выхода из строя кабельных линий (в 2011 год – 3, 2012 год – 5, 2013 год – 4, 2014 год – 3, 2015 год – 6, 2016 год – 9, 2017 год – 4; 2018 год – 2; 2019 год - 5). Количество

соединительных муфт на 1км КЛ-6 кВ превышает допустимое, установленное пунктом 2.3.70 ПУЭ.

В связи с вышеперечисленным, получены ТУ на присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» от 24 октября 2017 года №536/17-ЦЭС на строительство двухцепной ВЛ 35 кВ, ПС 35 кВ Китой с точкой подключения: I, II СШ ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Прибрежная. Заключен договор на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» от 24 октября 2017 года.

В рамках исполнения мероприятий ТУ на ТП предусмотрено строительство ВЛ 35 кВ, ПС 35 кВ Китой с двумя трансформаторами по 10 МВА каждый для электроснабжения потребителей мкр. Китой.

В июне 2018 года ОГУЭП «Облкоммунэнерго» заключен контракт на доработку проектной и рабочей документации по объекту: «Строительство ПС 35/6 кВ «Китой» с ВЛ-35 кВ в г. Ангарск» предусматривающее строительство ПС 35/6 кВ с силовыми трансформаторами 2х10 МВА в мкр. Китой, ул. Аптечная, кад. №38:26:040901:4928 и строительство двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС 110/35/6 кВ «Прибрежная» ориентировочной протяженностью 10 км, проходящей по землям Усольского района и землям Ангарского городского округа (договор на технологическое присоединение от 24 октября 2017 года №536/17-ЦЭС).

В мае 2019 года при доработке специалистами ООО «ИРПИ» ПД и РД по данному объекту, от МО «Железнодорожное», находящееся в Усольском районе, получен отрицательный ответ на согласование трассы прохождения ВЛ-35 кВ «ПС «Прибрежная» - ПС «Китой»» по землям МО «Железнодорожное». Другие варианты трассы прохождения ВЛ -35 кВ «ПС «Прибрежная» - ПС «Китой»» отсутствуют. В связи с этим, ОГУЭП «Облкоммунэнерго» приостановлены работы по доработке проектной и рабочей документации по объекту: «Строительство ПС 35/6 кВ «Китой» с ВЛ-35 кВ в г. Ангарск».

В январе 2020 года направлен запрос в ОАО «ИЭСК» об рассмотрении возможности выделения электрической мощности в объеме 6 МВт номинальным напряжением 35 кВ по II категории надежности электроснабжения от центра питания ПС 110/35/6 кВ «Цемзавод» взамен ПС 110/35/6 кВ «Прибрежная» в целях скорейшей реализации объекта: «Строительство ПС 35/6 кВ «Китой» с ВЛ-35 кВ в г. Ангарск». В феврале от ОАО «ИЭСК» получено согласование о наличии технической возможности подключения ПС 35/6 кВ от центра питания ПС 110/35/6 кВ «Цемзавод» при условии выполнения ОАО «ИЭСК» мееропиятий по реконструкции ПС 110/35/6 кВ «Цемзавод»

6.1.2. Реконструкция ПС 35/6 кВ «Бирюсинка», г. Усть-Кут

Электроснабжение ПС 35/6 кВ Бирюсинка осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35кВ Лена – Нефтебаза. ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-70, с применением металлических, железобетонных и деревянных

опор на железобетонных приставках, протяженностью – 8,637 км, ввод в эксплуатацию – 1968 год.

На ПС 35 кВ Бирюсинка установлен силовой трансформатор марки ТМ-4000/35/6 кВ мощностью 4 МВА, ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ-6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 7 ячеек, 1959 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1968 года. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1205-17-ТО, 2017 г. на ПС 35 кВ Бирюсинка.

От ПС 35 кВ Бирюсинка осуществляет электроснабжение потребителей г.Усть-Кут, в том числе социально-важные (школа, поликлиника) и объекты жизнеобеспечения района (котельная). Год ввода ПС 35 кВ «Бирюсинка» в эксплуатацию – 1968 год. Загрузка трансформатора составляет – 3,05 МВт, 82% (замеры выполнены 18.12.2019 г.).

В настоящее время в филиал «Усть-Кутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,69 МВт, в т.ч. на объект жизнеобеспечения – новая котельная (0,53МВт).

Выполнена проектная и рабочая документация на реконструкцию ПС 35/6 кВ Бирюсинка, получено положительное заключение гос. экспертизы. Проектом реконструкции предусмотрена установка второго силового трансформатора 35/6 кВ мощностью 4 МВА, реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ, КРУН-6 кВ.

6.1.3. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Тальники», ВЛ-35 кВ «Онот-Тальники», с. Тальники, Черемховский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Тальники осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот (ОАО «ИЭСК»). Отпайка (ВЛ 35 кВ) выполнена на деревянных опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 15,062 км. Год ввода в эксплуатацию 1979 год, принята на баланс ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в 2015 году Отпайка (ВЛ 35 кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельно-допустимые нормы, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1201-17-ТО, 2017 год на ВЛ 35 кВ Онот – Тальники.

На ПС 35 кВ Тальники установлен силовой трансформатор ТМ 1000/35/10 кВ мощностью 1 МВА (1960 года выпуска). Нагрузка трансформатора составляет 0,4 МВт. КРУ 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин», состоящая из 6 ячеек. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМГ-133). Отсутствует релейная защита силового трансформатора. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому

региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1209-17-ТО, 2017 год на ПС 35/10 кВ Тальники.

ПС 35/10 кВ Тальники осуществляет электроснабжение потребителей с. Тальники, п. Юлинск (Черемховский район), в том числе социально-важных (больница, школа, детский сад, администрация).

В соответствии с заключениями филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1201-17-ТО, 2017 год, №1209-17-ТО, 2017 год необходимо выполнить реконструкцию ПС с установкой второго силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 1 МВА, реконструкцией и замену оборудования ОРУ 35 кВ, КРУН 10 кВ, реконструкцию отпайки (ВЛ 35 кВ) до ПС 35/10 кВ Тальники от ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот с заменой существующих опор на железобетонные или металлические опоры, заменой существующего провода.

6.1.4. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Нижний Кочергат», п. Нижний Кочергат, Иркутский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ «Нижний Кочергат» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ от ПС 110 кВ «Туристская» (ОАО «ИЭСК»). ВЛ 35кВ выполнена на железобетонных и металлических опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 48,05 км. Ввод в эксплуатацию - 2000 год.

ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат осуществляет электроснабжение потребителей п. Нижний Кочергат, п. Малое Голоустное, п. Большое Голоустное (Иркутский район), в том числе социальные (больница, школа, детский сад) и объекты жизнеобеспечения города (котельная).

На ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат установлен силовой трансформатор ТМ 6300/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА. Нагрузка трансформатора составляет 3,7 МВт. КРУ-10 кВ выполнено из одной секции шин (4 ячейки). Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель В1-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 10 кВ – ВМП). Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1208-17-ТО, 2017 год на ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поданы заявки и заключены договора на технологическое присоединение на общую мощность 1,57 МВт.

Выполнены не в полном объеме проектные работы по реконструкции ПС 35 кВ Нижний Кочергат и ВЛ 35 кВ Туристская – Н. Кочергат. Необходима доработка ПиР, проектом предусмотреть установку второго силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3МВА, реконструкция и замена оборудования ОРУ-35кВ,КРУН-10кВ.

6.1.5. Реконструкция ПС 35/6 кВ «ТП-27, ВЛ-35 кВ «Город» г. Усть-Кут

Электроснабжение ПС 35/6 кВ «ТП-27 «ОРП» осуществляется по одноцепной ВЛ-35кВ «Город» от ОРУ-35 кВ ГПП «Лена» (СЭС ОАО

«ИЭСК»). ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-70, с применением металлических опор, протяженностью – 1,14 км, год ввода в эксплуатацию – 1988 год.

На ПС 35/6 кВ «ТП-27 «ОРП» установлены два силовых трансформатора марки ТМ-4000/35/6 кВ мощностью 4 МВА каждый, ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ-6 кВ, выполнено из двух секций шин, состоящее из 9 ячеек, 1959 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 6 кВ – ВМП). Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

На ПС отсутствует защита по напряжению 35 кВ трансформаторов Т-1, Т-2. В случае короткого замыкания на ВЛ-35 кВ возможен выход трансформаторов из строя. Для защиты трансформаторов Т-1 и Т-2 требуется установка блок - выключателей 35 кВ с установкой защиты и управления.

ПС 35/6 кВ «ТП-27 «ОРП» осуществляет электроснабжение объектов жизнеобеспечения г. Усть-Кут (центральная котельная, КНС). Год ввода ПС 35/6 кВ «ТП-27 «ОРП» в эксплуатацию – 1988 год. Загрузка трансформаторов составляет – 37 % (Т-1 - 1,39 МВт, Т-2 – 1,41 МВт).

Учитывая вышеизложенное необходимо выполнить модернизацию оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, установку модульного блока КРУН-6 кВ с вакуумными выключателями на выкатном элементе, установку общеподстанционного пункта управления (ОПУ) модульного типа с размещением панелей РЗА, ТМ, связи, панелей силового оборудования. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств, телемеханизация, предусмотреть пожарную и охранную сигнализацию, охранное видеонаблюдение, а также для повышения надежности электроснабжения и обеспечения категорийности электроснабжения потребителей г. Усть-Кут необходимо предусмотреть реконструкцию ВЛ-35 кВ «Город» с подвеской второй цепи и подключением второй цепи к ПС «ТП-27 «ОРП».

6.1.6. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Бугульдейка», п. Бугульдейка, Ольхонский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ «Бугульдейка» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ «Косая Степь-Бугульдейка» от ПС 110/35/10 кВ «Косая Степь». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АЖ-35, АС-70, с применением железобетонных, металлических марки ЭЛСИ и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженность – 39,6 км, год ввода в эксплуатацию – 1982 год. На ПС 35/10 кВ «Бугульдейка» установлены силовые трансформаторы Т-1 марки ТМ-1000/35/10 кВ мощностью 1 МВА (1972 года выпуска) и Т-2 ТМ-1000/35/10 кВ мощностью 1 МВА (1977 года выпуска). В 2017 году вышел из строя Т-2 ТМ-1000/35/10 кВ и был вывезен в ремонт. В данное время ПС Бугульдейка работает на Т-1 марки ТМ-

1000/35/10 кВ. КРУ-10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин, состоящая из 14 ячеек. Силовое оборудование по стороне 10 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМП). Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). ОРУ-35 кВ выполнено по не типовой схеме «Одна секция шин с двумя разъединителями в цепях трансформаторов Т-1, Т-2 без ремонтной перемычки с одним линейным присоединением». Блок-выключатели на стороне 35 кВ отсутствуют.

На ПС «Бугульдейка» отсутствует защита по напряжению 35 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2. В случае короткого замыкания на ВЛ-35 кВ возможен выход трансформаторов из строя. Для защиты трансформаторов Т-1 и Т-2 требуется установка блок - выключателей 35 кВ с установкой защиты и управления.

На ПС требуется ремонт здания: замена кровли (рубероид на профилированный лист), косметический ремонт помещений, замена дверей (деревянные на металлические).

ПС 35/10 кВ «Бугульдейка» осуществляет электроснабжение 1 тыс. населения п. Бугульдейка, Ольхонского района, а также социально-важные (школа, детский сад, объекты здравоохранения) и объекты жизнеобеспечения (котельная школы). Год ввода ПС 35/10 кВ «Бугульдейка» в эксплуатацию – 1982 г. Загрузка трансформатора Т-1 составляет 65 %.

В настоящее время в филиал «Усть-Ордынские электрические сети» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,14 МВт. В перспективе оформление заявки на технологическое присоединение мощностью 1 МВт для электроснабжения водоразливного завода в д. Куяда.

Для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей с учетом перспективного развития района необходимо предусмотреть реконструкцию ПС с заменой существующих силовых трансформаторов на трансформаторы большей мощности марки ТМН-35/10 мощностью – 2,5 МВА каждый, реконструкцию ОРУ-35 кВ с заменой оборудования и конструкций ОРУ с установкой вакуумных баковых выключателей, реконструкцию РУ-10 кВ с заменой КРУ-10 кВ на модульный блок КРУН-10 кВ с применением ячеек с вакуумными выключателями на выкатном элементе, установку общеподстанционного пункта управления (ОПУ) модульного типа с размещением панелей РЗА, ТМ, связи, панелей силового оборудования. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств, телемеханизации.

6.1.7. Реконструкция ПС 35/10 кВ «ЦРП», п. Михайловка, Черемховский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ «ЦРП» осуществляется по двум КЛ-35 кВ фидер №3 и фидер №4 от ПС 110/35/10 кВ «Половина» (ВСЖД ОАО «РЖД»). 2 КЛ-35 кВ фидер № 3 выполнена кабелем марки АПвП-2Г

1*120, протяжённостью 0,5 км, год ввода в эксплуатацию 2008 год, 2 КЛ-35 кВ фидер №4 выполнена кабелем марки СБУ 3*120 протяженностью 0,5 км, год ввода в эксплуатацию - 1987. На ПС 35/10 кВ «ЦРП» установлены силовые трансформаторы Т-1 марки ТДМ-5600/35/10 кВ мощностью 5,6 МВА (2011 года выпуска) и Т-2 ТДНС-10000/35/10 кВ мощностью 10 МВА (1970 года выпуска), КРУ-10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная разъединителем, система шин, состоящее из 16 ячеек. Силовое оборудование по стороне 10 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВПМП-10). ОРУ-35 кВ выполнено по схеме 2 блока (линия – трансформатор) с разъединителями. Блок выключатели на стороне 35 кВ отсутствуют.

На ПС 35/10 кВ «ЦРП» отсутствует защита по напряжению 35 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2. В случае короткого замыкания на ВЛ-35 кВ возможен выход трансформаторов из строя. Для защиты трансформаторов Т-1 и Т-2 требуется установка блок - выключателей 35 кВ с установкой защиты и управления.

ПС 35/10 кВ «ЦРП» осуществляет электроснабжение 45 МКД, 881 потребителей - физические лица частный сектор, 109 потребителей юридических лиц в том числе социально-важные (школа, детский сад, объекты здравоохранения, администрация) и объекты жизнеобеспечения (КОС). Год ввода ПС 35/10 кВ «ЦРП» в эксплуатацию – 1970 г. Загрузка трансформаторов составляет – 58 % и 32% (Т-1 – 3 МВт и Т-2 – 3 МВт).

В настоящее время в филиал «Черемховские электрические сети» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,7 МВт.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей п.Михайловка Черемховского района необходимо предусмотреть реконструкцию ОРУ-35 кВ по типовой схеме 35-4 Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», с заменой оборудования и конструкций ОРУ, с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, с заменой существующих масляных выключателей на вакуумные выключатели.

6.1.8. Строительство ПС 35/10 кВ, ВЛ-35 кВ д. Ключи, Казачинско-Ленский район

Электроснабжение п. Ключи Казачинско-Ленского района осуществляется по ВЛ-10 кВ ф.107 «Водозабор-2» от ЗРУ-10 кВ РЭС «Магистральный» ПС «Киренга». Протяженность ВЛ-10 кВ ф.107 составляет 10,26 км. Год ввода в эксплуатацию 1984 г. В зимний максимум потребления (2 декабря 2019 года) нагрузка в нормальном режиме по ВЛ-10 кВ ф.107 составляет 222А. Воздушная линия электропередачи выполнена на деревянных опорах с ж/б приставками, на железобетонных опорах, с применением провода марки АС-70 и имеет два пересечения с р. Киренга, одно пресечение с железной дорогой.

Большую часть нагрузки на фидер создают предприятия лесопереработки, также от данной линии осуществляется электроснабжение населенных пунктов: д. Горка, д. Седанкино, д. Мостовая.

В настоящее время выдано утвержденных ТУ на технологическое присоединение потребителей с подключением от ВЛ-10 кВ ф.107 «Водозабор-2» в объеме 0,744 МВт, которые необходимо присоединить.

В соответствии с Планом развития Ключевского муниципального образования на 2018-2030 годы планируется строительство школы на 200 мест, строительство ФАП, многофункционального спортивного центра, больницы, детского сада, котельной, выделение участков под ИЖС. С 2014 года по настоящее время выделено 115 земельных участков под ИЖС, а также 33 земельных участка для многодетных семей. Происходит массовая застройка и расширение Ключевского муниципального образования.

Существующие схема и состояние электрических сетей не обеспечит качественного и надежного электроснабжения развивающегося Ключевского муниципального образования.

Для повышения надежности и качества электроснабжения, в том числе обеспечение категорийности электроснабжения социально-значимых потребителей Ключевского муниципального образования необходимо выполнить реконструкцию существующих сетей 0,4-10 кВ, а также строительство нового центра питания напряжением 35/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 4000 кВА в д. Ключи.

Строительство нового центра питания напряжением 35/10 кВ также повысило бы надежность и качество электроснабжения потребителей пгт. Магистральный.

6.1.9. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Савватеевка», Ангарский район, ВЛ 35 кВ «РП5 – ПП4 –Савватеевка»

Электроснабжение ПС 35 кВ Савватеевка (Ангарский район) осуществляется по одноцепной ВЛ 35 кВ ф. «Савватеевка» от ПС 35/6 кВ РП-5 через переключающий пункт ПП-4, принадлежащий ООО «Сибэнерго-актив-Иркутск» (ранее ОАО «АУС»). ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-95, с применением металлических и железобетонных опор, протяженность – 24,8 км, год ввода в эксплуатацию – 1987 год. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1200-17-ТО, 2017 год на ВЛ 35 кВ РП5 – ПП4 – Савватеевка.

На ПС 35/10 кВ Савватеевка установлен силовой трансформатор марки ТМ-2500/35/10 кВ мощностью 2,5 МВА, ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ 6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 9 ячеек. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель 35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ Савватеевка в эксплуатацию – 1987 год. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому

региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1207-17-ТО, 2017 год на ПС 35/10 кВ Савватеевка.

ПС 35 кВ Савватеевка осуществляет электроснабжение 420 потребителей Ангарского района, 3 садоводства, в том числе социально-важные объекты (школа, детский сад) и объекты жизнеобеспечения района (2 котельные). Загрузка трансформатора составляет – 65,7 %. (замеры выполнены 18 декабря 2019 года) В настоящее время в филиале «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» действующие ТУ на ТП общей мощностью 1969 кВт, в том числе по 2 категории надежности электроснабжения – 1 МВт (АЭС-17/ФЛ-863 от 07 ноября 2017 года – 0,6 МВт по 2 категории, АЭС-18/ЮЛ-363 от 18 июня 2018 года - 400 кВт по 2 категории, заявитель – ООО «Индейка Приангарья», электроснабжение птицеводческого комплекса).

6.1.10. Реконструкция ПС 35/6 кВ «Малышовка», Ангарский район

Электроснабжение ПС 35/6 кВ «Малышовка» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ ф. «Савватеевка» от ПС 35/6 кВ РП-5. ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-95, с применением металлических и железобетонных опор, протяженность – 8,5км, год ввода в эксплуатацию – 1987 год. На ПС 35/6 кВ установлен силовой трансформатор марки ТМ-5600/35/6 кВ мощностью 5,6 МВА (находится в аренде), КРУ-6 кВ, состоящее из 3 ячеек. Силовое оборудование по стороне 35 - 6 кВ установлено масляного типа (выключатель -35 кВ – ВМД-35 кВ – по стороне 35 кВ установлены ПСН, выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1980-е года. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). ПС 35/6 кВ «Малышовка» осуществляет электроснабжение 121 потребителя Ангарского района,25 садоводств и объекты жизнеобеспечения района (1 котельная). Год ввода ПС 35/6 кВ «Малышовка» в эксплуатацию –1987 год.

В 2016 году трансформатор по причине систематических перегрузок (в зимний период активная мощность превышает 4100 кВт) вышел из строя. Запасного трансформатора марки ТМ-4000/35/6 кВ в аварийном запасе ОГУЭП «Облкоммунэнерго» не имеется, что повлекло увеличение времени аварийного режима на ПС. Временно установлен трансформатор мощностью 5600 кВА, взятый в аренду. Требуется установка нового трансформатора мощностью 6300 кВА. Так как у трансформатора ТМ-6300/35/6 кВ габариты больше, чем у ТМ-4000/35/6 кВ, то при замене его необходимо переустройство ОРУ-35 кВ, РУ6 кВ.

Загрузка трансформатора составляет – 80 %. (замеры выполнены 18 декабря 2019 года). В настоящее время в филиале «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в наличии действующие ТУ на ТП общей мощностью 0,37 МВт, которую необходимо присоединить.

Для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей необходимо выполнить реконструкцию ПС 35/6 кВ «Малышовка». В проекте необходимо предусмотреть замену существующего

силового трансформатора на трансформатор большей мощности, реконструкцию ОРУ-35 кВ с установкой вакуумного выключателя 35 кВ, Реконструкцию РУ-6 кВ с заменой ячеек КРУ-6 кВ на модульный блок КРУН-10 кВ с применением ячеек типа СЭЩ-59 и вакуумными выключателями марки ВВ/TEL-10 на выкатном элементе. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств, телемеханизации.

6.1.11. Строительство ПС 35/10/6 кВ «Байкальск», КЛ-35 кВ, Слюдянский район.новое подключение

Электроснабжение ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляется двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ БЦБК. ВЛ-35 кВ находится в ведении филиала ЮЭС ОАО «ИЭСК». Здание ГПП-1 смонтировано в 1971г, трансформатор №1 ТД-10000/35 -1962 года выпуска, трансформатор №2 ТДНС-10000/35 - 1999 года выпуска, загрузка трансформаторов составляет: Т-1 – 6,2 МВт, Т-2 – 4,6 МВт. ЗРУ-6 кВ выполнено из двух секций шин, состоящие из 29 ячеек, 1966 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель -35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1970-е года. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элега-зовые коммутационные аппараты). ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляет электроснабжение 3710 потребителей г. Байкальска, в том числе 37 социально-важных и объектов жизнеобеспечения города.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 25 МВт (в том числе особая экономическая зона туристско-рекреационного типа, заявки №№ИЭС-19/ЮЛ-00000000094 от 13 февраля 2019 года, ИЭС-19/ЮЛ-00000000095 от 13 февраля 2019 года по классу напряжения 10 кВ по второй категории надежности на общую мощность 20 МВт).

Для приведения ПС к нормативному состоянию требуется:

- ремонт здания (замена кровли (шифер на профилированный лист), ремонт полов, косметический ремонт помещений, замена дверей (деревянные на металлические), реконструкция освещения помещений.

- реализация мероприятий по созданию защиты трансформатора Т-2 по напряжению 35 кВ, т.к. в случае короткого замыкания на вводах 35 кВ возможен его выход из строя.

- установка второго блок выключателя 35 кВ для защиты трансформатора Т-2. Монтаж второго блок выключателя включалась в инвестиционную программу предприятия, подрядчиком не были выполнены работы.

- капитальный ремонт трансформатора Т-1 с заменой уплотнительных прокладок (течь масла).

- реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, замена в ЗРУ-6 кВ масленых выключателей на вакуумные выключатели на выкатном элементе, т.к. на

ОРУ-35 кВ линейные и секционные разъединители находятся в неудовлетворительном состоянии. При выполнении коммутации возможно разрушение изоляции.

- перенос порталов, а также монтаж ограждения периметра ПС.
- установка ТН 35кВ в комплекте с разъединителем.
- реализация мероприятий по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств.

Учитывая вышеперечисленное (необходимость комплексной реконструкции и замены всего оборудования и сооружений существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1), целесообразным является строительство нового питающего центра напряжением 35/6,3-10 кВ с трансформаторами 2*25000 кВА, с дальнейшим выводом из эксплуатации существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1. Такой вариант позволяет выполнить работы по установке нового оборудования без вывода в ремонт существующего (реконструкция на существующей площадке ПС 35/6 кВ ГПП 1 требует длительного вывода в ремонт оборудования, также увеличивается стоимость СМР и ПНР на действующем энергообъекте).

В 2019 году заключен контракт с ООО «Союзэнергопроект» на разработку ПиР по данному объекту.

6.1.12. Строительство ПС 35/10 кВ ГПП-2, двухцепной ЛЭП-35 кВ на ПС 35 кВ ГПП-2 (отпайка от ВЛ 35 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь) г.Усолье-Сибирское

Электроснабжение центральной части потребителей г. Усолье-Сибирское осуществляется от ПС 35/6 кВ ГПП-1, находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго». Электроснабжение ПС 35 кВ ГПП-1 осуществляется от находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго» ЛЭП 35 кВ (3-х цепная КЛ-35 кВ (1 цепь – яч. №9 ЗРУ-35 кВ, 2 цепь – яч. №10 ЗРУ-35 кВ, кабельные линии проложены по территории ТЭЦ-11, ООО «Усольехимпрома» по кабельной эстакаде, далее заходят в кабельный киоск и из киоска выходят на опору ВЛ 35 кВ, 3 цепь – яч. №52 ОРУ-35 кВ – резервная, проложена по территории ТЭЦ-11 в кабельном тоннеле, по территории ООО «Усольехимпром» в кабельных лотках и далее заходит в кабельный киоск), 2-х цепная ВЛ 35 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь). Протяженность ВЛ 35 кВ составляет 6,5 км, протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 9 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 10 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), КЛ-35 кВ «ОРУ-35 кВ яч. №52 – кабельный киоск» – 0,5 км (резервная). 1,2 цепь – кабельные линии марки N2XSEY-35 3х240, 3 цепь – кабельная линия марки АПвВнг (1х150/15-35). Год ввода в эксплуатацию ВЛ 35 кВ – 1968 год. ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-185, АС-240 с применением ж/б и стальных опор. На всем протяжении ВЛ 35 кВ имеется защита от грозовых перенапряжений в виде грозозащитного троса марки ПС-50.

На ПС 35 кВ ГПП-1 установлены два силовых трансформатора ТДН 20000/35/6 кВ. В зимний максимум потребления (18.12.2019 г.) нагрузка трансформаторов ПС в нормальном режиме составила: Т-1 – 11,6 МВт

(12,2 МВА, 62% от номинальной мощности трансформатора 20 МВА); Т-2- 12,8 МВт (13,5 МВА, 65%). В случае отключения одного трансформатора, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превысит допустимое значение на 30%. В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как ближайший свободный центр питания для сети 6 кВ (ПС 110 кВ ЗГО) расположен в другой части города на расстоянии около 5 км (по возможной трассе ЛЭП). Ближайший центр питания (ПС 110 кВ Вокзальная), находящийся на расстоянии около 2 км (по возможной трассе ЛЭП), является закрытым (максимальная нагрузка ПС превышает мощность каждого существующего трансформатора), а также там нет РУ 6 кВ.

В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 5 МВт, но от ПС 35 кВ ГПП-1 запитаны потребители 2 категории надежности электроснабжения – объекты жизнеобеспечения: ТНС №№1,3,5 КНС №№1,5, 2 стационара Усольской многопрофильной больницы, станция скорой медицинской помощи, другие социально значимые объекты г. Усолье-Сибирское.

На январь 2020 года от ПС 35/6 кВ ГПП-1 выдано утвержденных ТУ на ТП в объеме 2,5 МВт, которые необходимо присоединить. С учетом перспективной нагрузки, в случае отключения одного трансформатора в зимний период максимальных нагрузок, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки свыше 40%. Продолжительность работы трансформатора при такой перегрузке в соответствии с ПТЭ допускается не более 120 мин.

При замене двух существующих трансформаторов на новые по 25 МВА каждый, загрузка одного трансформатора при отключении оставшегося в работе составит 114%, что не решает проблему перегрузки. Соответственно проблема решается только заменой трансформаторов на новые по 40 МВА каждый, что потребует полного переустройства ПС из-за других массогабаритных параметров трансформаторов (возможность расширения площадки ПС отсутствует).

Альтернативным решением является установка дополнительных трансформаторов. Стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 40 МВА каждый почти в 2,5 раза дороже, чем стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 10 МВА (в случае строительства нового центра питания ПС 35/6 кВ), а с учетом транспортных расходов и СМР, альтернативный вариант еще более выгодный. Установка дополнительных трансформаторов на существующей площадке ПС 35 кВ ГПП-1 невозможна, требуется ее расширение (возможность расширения площадки ПС отсутствует) и полное переустройство всей ПС (ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ). Другим вариантом является установка дополнительных трансформаторов на отдельной площадке на новой подстанции.

Учитывая вышеизложенное, рекомендовано было строительство нового центра питания ПС 35/6 кВ Кристалл, что экономически более выгодно, чем полное переустройство существующей ПС 35 кВ ГПП-1. Для разгрузки ПС

35/6 кВ ГПП-1 планировался перевод с нее на ПС 35/6 кВ Кристалл существующей нагрузки в объеме 6 МВт. Также на ПС 35/6 кВ Кристалл (вместо ПС 35/6 кВ ГПП-1) планировалось технологическое присоединение новых потребителей – 2 МВт (в соответствии с утвержденными ТУ на ТП).

ПС 35/6 кВ Кристалл располагалась бы в центре переводимых на нее нагрузок (рядом с существующим РП-1 6 кВ, куда подключена переводимая нагрузка), что привело бы к снижению длинны новых КЛ 6 В для подключения новых потребителей (300 м, вместо 1,5 км). Исходя из планируемой мощности нагрузки ПС 35/6 кВ Кристалл 6+2 МВт, необходима была установка трансформантов 2х10 МВА.

В 2018 году при организации инженерно-изыскательских работ на земельном участке под проектируемую ПС 35/6 кВ «Кристалл» подрядной организацией ООО «ИРПИ», выполняющей данные работы, был получен отказ в согласовании данных работ от администрации МО «г. Усолье-Сибирское». В настоящее время инвестиционной программой на 2020-2024 г.г. предусмотрены мероприятия по строительству нового центра питания 35/6 кВ ГПП-2 вблизи действующей ПС 35/6 кВ ГПП-1, с последующим выводом из эксплуатации, существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1 с сроком реализации 2020-2024 г.г. Ориентировочная мощность трансформаторов проектируемой ПС 35/6 кВ ГПП-2 2х40000 или 2х32000 кВА. В связи с увеличением мощности ПС потребуется реконструкция ВЛ-35 кВ «ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь» с заменой опор и существующего провода. Окончательное решение определится на стадии разработки проектной и рабочей документации.

6.1.13. Реконструкция ПС 35/6 кВ РП-5, ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5, г. Ангарск

Электроснабжение ПС 35/6 кВ РП-5 осуществляется от ВЛ 35 кВ Ангарская – ПС№4 – РП-5 (филиала ЦЭС ОАО «ИЭСК») и ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5, имеющие совместную подвеску на участке от опоры №24 до РП-5. ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5 выполнена проводом марки АС-95 (длительно-допустимый ток 330 А), с применением металлических опор, протяженность – 5,2 км, год ввода в эксплуатацию – 1968 году. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22 января 2018 года), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1202-17-ТО, 2017 год на ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5.

ПС 35/6 кВ РП-5 состоит из ОРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, установлены два трансформатора ТДНС-35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатели В1-35 кВ, В2-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ РП-5 в эксплуатацию – 1962 год. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

От ПС 35/6 кВ РП 5 осуществляется электроснабжение 17226 потребителей г. Ангарска, в том числе социально-важные и объекты жизнеобеспечения города. Нагрузка трансформаторов на ПС 35/6 кВ РП-5 на 18 декабря 2019 года: Т-1 – 10,5 МВА (66%), Т-2 – 13 МВА (81%).

В случае аварийного отключения одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в реАжиме такой перегрузки возможна не более 80 минут. Дальнейшая работа трансформатора в аварийном режиме более 80 минут не допускается, что в дальнейшем влечет ограничение электроснабжения потребителей. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1206 17-ТО, 2017 год на ПС 35/6 кВ РП-5.

В настоящее время выдано утвержденных ТУ на ТП коммунально-бытовых потребителей с подключением от РП-5 в объеме 7,54 МВт, которые необходимо присоединить.

Учитывая вышеизложенное, необходима реконструкция ПС 35/6 кВ РП-5 с заменой двух существующих силовых трансформаторов 16000 кВА на трансформаторы 25000 кВА. Реконструкцию ОРУ-35 кВ рекомендуется выполнить по схеме «Мостик» с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической ремонтной перемычкой со стороны линий. Реконструкцию ЗРУ 6 кВ рекомендуется выполнить с установкой современного оборудования и расширением числа ячеек 6 кВ. В рамках реконструкции ПС 35 кВ РП-5 с увеличением мощности, рекомендуется на вышеуказанных ЛЭП выполнить замену провода на провод большего сечения, в соответствии с мощностью трансформаторов. Рекомендуется произвести переключение одной цепи с ПС Ангарская на ГПП-1.

6.1.13. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Мелькомбинат», г. Тайшет

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Мелькомбинат осуществляется по двухцепной ВЛ 35 кВ Тайшет – Мелькомбинат А (Б) от ПС 500 кВ Тайшет (ОАО «ИЭСК»). ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-120, с применением металлических и железобетонных опор, протяженностью – 3,095 км, год ввода в эксплуатацию – 1982 год.

На ПС 35 кВ Мелькомбинат установлены два силовых трансформатора мощностью 10 МВА каждый (ТДНС-10000/35/10 и ТД-10000/35/10) – 1977 года выпуска, в ОРУ-35 кВ на вводе Т-1 установлен масляный выключатель 35 кВ, на вводе Т-2 блок «отделитель-короткозамыкатель», КРУН-10 кВ выполнено из двух секций шин, состоящее из 20 ячеек, 1956-1976 годов выпуска. Силовое оборудование по стороне 35-10 кВ установлено масляного типа (выключатель 35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 10 кВ – ВМП). Отсутствует релейная защита трансформатора Т-2. Год ввода ПС Мелькомбинат в эксплуатацию – 1978 год. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1210-17-ТО, 2017 год на ПС 35 кВ Мелькомбинат.

От ПС 35 кВ Мелькомбинат осуществляется электроснабжение около 5000 потребителей южной части г. Тайшет, а также социально-важные объекты (школы, детский сад, объекты здравоохранения, ФКУ СИЗО) и объекты жизнеобеспечения (котельная).

В зимний максимум нагрузка трансформаторов достигает 80% (на 18 декабря 2019 года нагрузка Т-1 – 8,2 МВА, Т-2 – 6,9 МВА). В случае выхода из строя одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор будет работать с перегрузкой до 60%. В соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21), продолжительность работы трансформатора при такой перегрузке не более 45 минут. В настоящее время в филиале «Тайшетские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 1,15 МВт, что также в дальнейшем повлечет рост нагрузки трансформаторов Т-1, Т-2 ПС Мелькомбинат.

Учитывая вышеизложенное, необходимо выполнить реконструкцию ПС 35/10 кВ «Мелькомбинат» с заменой существующих трансформаторов марки ТДНС-10000/35/10 кВ и ТД-10000/35/10 кВ на трансформаторы мощностью 16 МВА, замену оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных выключателей 35 кВ, установку модульного блока КРУН-10 кВ с применением ячеек с вакуумными выключателями 10 кВ на выкатном элементе, установку общеподстанционного пункта управления (ОПУ) модульного типа с размещением панелей РЗА, ТМ, связи, панелей силового оборудования.

6.1.14. ПС 35/6 кВ «Боково», г. Иркутск-2 (строительство нового центра питания 35кВ)

В настоящий момент подстанция ГПП 110/6 кВ ИАЗ, принадлежащая ОАО «ИАЗ-филиал НПК «Иркут» в соответствии с актом Ростехнадзора не имеет технической возможности по увеличению подключения новых нагрузок жилого района Иркутск -2 с максимальной мощностью – 640 кВт.

Так же необходимо учитывать планируемый рост нагрузки на объектах авиазавода ОАО «ИАЗ-филиал НПК «Иркут», предусматривающий перевод электроснабжения жилого района Иркутск-2, с максимальной мощностью 8000 кВт, на другой источник питания.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Осуществить резервирование нагрузок 6 кВ от ПС 35кВ «Ленино» принадлежащей Филиалу Южные электрические сети ОАО «ИЭСК» невозможно, ввиду отсутствия резерва мощности («закрытый» центр питания).

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2016 года, но еще не реализованным, составляет 640 кВт. Перспективная расчетная мощность нагрузки новой ПС 35 кВ «Боково» с учетом перевода максимальной мощности 8000 кВт с ПС 110кВ ГПП-ИАЗ и подключением индивидуальных жилых домов, строительство которых планируется в ж/р. Боково, составит – 12000 кВт.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить строительство нового центра питания

ПС 35кВ «Боково», с двумя силовыми трансформаторами мощностью 16 МВА каждый. Подключение ПС 35 кВ «Боково» планируется от ВЛ-35 кВ Левобережная I, II, цепь с воздушными отпайками в соответствии с техническими условиями ОАО «ИЭСК» №4563/18-ЮЭС и заключенным договором от 21 февраля 2019 года №4563/18-ЮЭС на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства АО «БЭСК» к электрическим сетям ОАО «ИЭСК».

Разработка ПСД осуществляется в 2017 – 2019 годы, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2020 году. Данный проект включен в «Перечень приоритетных объектов строительства/реконструкции электросетевых комплексов, необходимых для социально-экономического развития Иркутской области, финансируемых в рамках инвестиционной программы Акционерного общества «Братская электросетевая компания» в 2019 году.

6.1.15. ПС 35/6 кВ №18, г. Усть-Илимск, ПС 35/6 кВ «Строительная», г. Усть-Илимск, ВЛ 35 кВ 35-36

В настоящий момент ПС 35/6 кВ №18 является источником питания электрических сетей, питающих потребителей промышленной зоны г. Усть-Илимска, в которой устойчиво идет рост электрических нагрузок. ПС №18 35/6 кВ смонтирована по временной схеме на передвижной платформе. Находится в санитарно-защитной зоне Усть-Илимского ЛПК, рядом с пожароопасными хранилищами древесных отходов и опилок. ПС 35 кВ №18 запитана от одной ВЛ-35 кВ №35-36 на деревянных опорах, без ж/б приставок (год ввода – 1974 год) от ПС 220 кВ №3 Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (технологическое присоединение по второй категории надежности электроснабжения). На ПС 35 кВ №18 установлены два трансформатора ТМ-3150 35/6 кВ, год ввода в работу – 1977 год.

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ №18 (согласно фактическим замерам) составила:

- 2017 год: Т-1 – 210А, 2183 кВт (69%), Т-2 280А, 2910 кВт (93%), дата 09 января 2017 год в 10:30.
- 2018 год: Т-1 – 250А, 2598кВт(83%), Т-2 310А,3222 кВт (102%), дата 17 января 2018 год в 11:00.
- 2019 год: Т-1 – 240А, 2494кВт (79%),Т-2 311А, 3228кВт (103%), дата 22 января 2019 год в 10:20.

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2015 года, но еще не реализованным, составляет 50 кВт. Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ №18 составит – 4227 кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №18 не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, перегрузка наблюдается уже в нормальной схеме. При аварийном отключении одного трансформатора,

оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 35%.

До ближайших центров питания – ПС 220 кВ №3 и ПС 35 кВ «Строительная» расстояние по трассе составляет 10км и 1,5км соответственно.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить демонтаж существующей ПС 35 кВ №18, перевод нагрузки 4227кВт на ПС 35/6 кВ «Строительная», строительство РП-6кВ в пожаробезопасном здании. После перевода эл. нагрузки –ПС 35 кВ № 18 будет работать как РП-6кВ.

Замена трансформаторов 2х3150кВА на трансформаторы большей мощности нецелесообразна ввиду необходимости полной реконструкции существующей ПС, также ввиду отсутствия необходимого земельного участка для строительства новой ПС, так как существующая ПС №18 смонтирована по временной схеме на передвижной платформе (без выделения земельного участка), в 6-10 м от пожароопасных хранилищ древесных отходов и опилок.

В настоящий момент ПС 35/6кВ «Строительная» является источником питания электрических сетей, питающих потребителей промышленной зоны г. Усть-Илимска, в которой устойчиво идет рост электрических нагрузок. ПС 35 кВ «Строительная» запитана от одной ВЛ-35 кВ №35-36 на деревянных опорах, без ж/б приставок (год ввода – 1974) от ПС 220 кВ №3 Филиала
СЭС ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (технологическое присоединение по второй категории надежности электроснабжения).

На ПС 35 кВ «Строительная» установлены два трансформатора ТД-10000 35/6 кВ, год ввода в работу – 1975 год.

В ОЗП 2017-2019 годов максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ «Строительная» (согласно фактическим замерам) составила:

- 2017 год: Т-1 – 530А, 5508 кВт (56%), Т-2 откл., дата 09 января 2017 года в 10-35.

- 2018 год: Т-1 – 780А, 8106 кВт (82%), Т-2 откл., дата 17 января 2018 года в 10-30.

- 2019 год: Т-1 – 1050А, 10912 кВт (110%), Т-2 150А, 5664кВт (57%), дата 17 января 2019 год в 09-30.

Динамика изменений суммарной нагрузки трансформаторов за последние 3 года показывает ежегодный рост нагрузок.

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2017 года, но еще не реализованным, составляет 1953 кВт.

Рассматривается заявка о подключении объектов ЗАО «КАТА» от ПС 35кВ Строительная по третьей категории по обеспечению надежности, с дополнительным увеличением максимальной мощности на 992 кВт, на напряжение 35 кВ объектов ИП Софроновой Н.А. от ВЛ-35кВ №35-36, по третьей категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 5000 кВт.

Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Строительная с учетом перевода мощности 4227 кВт с ПС 35 кВ №18 составит – 14480кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №18 не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, перегрузка наблюдается уже в нормальной схеме. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 45%.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети возможность резервирования нагрузки от других центров питания не возможна. До ближайшего центра питания – ПС 220 кВ №3 расстояние по трассе составляет 11,5км.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Строительная, включающую:

- замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 10000 кВА на 16000 кВА.
- реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.
- реконструкцию КРУН-6кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 16000 кВА.

В настоящий момент с целью заблаговременного выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Строительная с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС.

Перспективная расчетная мощность по ВЛ-35кВ №35-36 с учетом технологического присоединения на напряжение 35 кВ ИП Сафроновой Н.А. (с максимальной мощностью 5000 кВт) составит: 18080кВт (299А). С учетом дальнейшего роста нагрузки на объектах лесопереработки, расположенных в промышленной зоне, перспективная расчетная мощность по ВЛ-35кВ №35-36 составит - 23000кВт (380А).

ВЛ-35кВ №35-36 выполнена проводом АС 95 (дл. доп. ток 320А, протяженность 10,8км), что приведет к превышению токовой нагрузки до 19%.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить реконструкцию ВЛ-35кВ №35-36, включающую строительство двух цепной ВЛ-35кВ от разных секций шин

35кВ ПС 220кВ №3 Филиала СЭС ОАО «ИЭСК», с увеличением сечения провода.

В настоящий момент с целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования необходимо проведение работы по оценке технического состояния существующей ВЛ-35кВ.

6.1.16. ПС 35/6 кВ Порожская, ж/р. Порожский г. Братска

В настоящий момент ПС 35/6 кВ Порожская является центром питания электрических сетей, питающих ж/р. Порожский. ПС 35кВ Порожская запитана от одной ВЛ-35кВ №35-16 ПС 110 кВ Городская Филиала СЭС ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (по второй категории надежности), в том числе социальные объекты, например: новый детский сад, с максимальной мощностью 350кВт, с требуемой по проекту - второй категории по обеспечению надежности.

На ПС 35кВ Порожская установлены два трансформатораТ-1 ТМ-4000 35/6 кВ, Т-2 - ТМ-4000 35/6 кВ, год ввода – 1973. В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ «Порожская» составила (АИИСКУЭ):

- 2016 год: Т-1 – 1568 кВт (39%), Т-2– 2455 кВт (62%).
- 2017 год: Т-1 – 2149 кВт (54%), Т-2 3519 кВт (88%).
- 2018 год: Т-1 – 2006 кВт (51%), Т-2 3540 кВт (89%).

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2017 года, но еще не реализованным, составляет 506 кВт. Заключен в 2018 году договор об осуществлении технологического присоединения № 160/1 объектов клуба МБУК ж/р. Порожский по второй категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 120кВт. Выдан в 2019г. договор об осуществлении технологического присоединения № 102/1 объектов школы МБОУ СОШ № 6 по второй категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 1891кВт (учитывающий требования по усилению электрических сетей). Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Порожская составит – 5807 кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Порожская не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 45%.

В существующей схеме возможность резервирования части нагрузок 6 кВ ПС 35кВ Порожская осуществляется от ПС 35кВ Дачная. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 6 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 35кВ АЛПБ с резервом мощности находится на расстоянии 7,4 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Порожская, включающую:

- замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 4000 кВА на 6300 кВА.
- реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.
- реконструкцию КРУН-6кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, так как существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 6300 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Порожская с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП (мероприятия включены в технические условия ОАО «ИЭСК» №93/18-СЭС и заключенный договор от 18 июня 2018 года №93/18-СЭС на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства АО «БЭСК» к электрическим сетям ОАО «ИЭСК»).

6.1.17. ПС 35/10 кВ Кургат, п. Прибрежный Братского района

В настоящее время ПС 35/10 кВ Кургат является источником питания электрических сетей, питающих п. Прибрежный. ПС 35кВ Кургат запитана от одной ВЛ-35кВ Кардой-Кургат ПС 35 кВ Кардой Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК» на деревянных опорах, без ж/б приставок, протяженностью 8,9 км, год ввода – 1977 год. На ПС 35кВ Кургат установлены два трансформатора Т-1 ТМ-1600 35/10 кВ, Т-2 - ТМ-1800 35/10 кВ, год ввода в работу – 1977 год.

В ОЗП 2017-2019 годов максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ Кургат (согласно фактическим замерам) составила:

- 2017 год: Т-1 – 90А, 1559 кВт (98%), Т-2– 75А, 1299 кВт (72%), дата 17 января 2017 года.
- 2018 год: Т-1 – 90А, 1559 кВт (98%), Т-2– 75А, 1299 кВт (72%), дата 17 января 2018 года.
- 2019 год: Т-1 – 91А, 1576 кВт (99%), Т-2– 70А, 1213 кВт (68%), дата 17 января 2019 года.

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2016 года, но еще не реализованным, составляет 137,8кВт.

Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Кургат составит – 2157кВт. С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Кургат не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно

допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 35%.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 10 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 35кВ Кардой с резервом мощности находится на расстоянии 8,3 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Кургат, включающую:

- замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 1600 кВА, 1800 кВА на 4000 кВА каждый.
- реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.
- реконструкцию КРУН-10кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 4000 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Кургат с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

6.1.18. ПС 35/10 «Октябрьская», Чунский район, п. Октябрьский

В настоящее время ПС 35/10 кВ Октябрьская является источником питания электрических сетей, питающих р.п. Октябрьский. ПС 35 кВ Октябрьская запитана отпайкой от ВЛ-35 кВ Таежная Б ПС 110 кВ Лесогорск Филиала Западные электрические сети ОАО «ИЭСК». Протяженность отпайки 3,5км, на деревянных опорах.

На ПС 35 кВ Октябрьская установлены два трансформатора ТМ-6300 35/10 кВ, год ввода в работу – 1983 год, 1985 год. В ОЗП 2017-2019 годов максимальная нагрузка ПС 35/10 кВ «Октябрьская» составила (АИИСКУЭ):

- 2016 год: Т-1 – 2506 кВт (40%), Т-2 – 3677 кВт (59%).
- 2017 год: Т-1 – 2566 кВт (41%), Т-2 – 3680 кВт (59%).
- 2018 год: Т-1 – 2662 кВт (43%), Т-2 – 3684 кВт (59%).

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2016 года, но еще не реализованным, составляет 1041кВт.

Направлен в 2019 году договор об осуществлении технологического присоединения № 196/3 объектов ООО «Сибиряк» по третьей категории по обеспечению надежности, с увеличением максимальной мощности на 900кВт

(с 600кВт до 1500кВт), договор об осуществлении технологического присоединения объектов ООО «Управляющая компания ИСТ-Групп» по третьей категории по обеспечению надежности, с увеличением максимальной мощности на 400кВт (с 800кВт до 1200кВт). Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ «Октябрьская» составит – 8138кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35кВ Октябрьская не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с токовой нагрузкой 98%.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 10 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 110кВ Лесогорск с возможным резервом мощности находится на расстоянии 5,3 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Октябрьская, включающую:

– замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 6300 кВА на 10000 кВА каждый.

– реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.

– реконструкцию КРУН-10кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 10000 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Октябрьская с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

6.1.19. Строительство нового центра питания 35кВ – ПС 35/10 «Индустриальная», г. Братск

В настоящий момент на площадке между ул. Индустриальной и ул. Коммуннальной в ж/р. Центральный г. Братска идет активный рост промышленной нагрузки. В январе 2020 года в АО «БЭСК» от ООО «БСМК» подана заявка на технологическое присоединение первой очереди энергопринимающих устройств с максимальной мощностью 4900 кВт, с обеспечением второй категории надежно-сти электроснабжения. В 2025 году предусматривается ввод второй очереди энерго-принимающих устройств

ООО «БСМК» с увеличение максимальной мощности энергопринимающих устройств на 5000 кВт, суммарная максимальная мощность составит – 9900кВт.

Так же рассматривается вопрос о технологическом присоединении второй очереди энергопринимающих устройств ООО «БратскХимСинтез» с увеличением максимальной мощностью до 3000 кВт, с обеспечением устойчивой второй кате-гории надежности электроснабжения.

Таким образом, ожидаемое увеличение максимальной мощности в данном районе до 2024 года составит – 5200 кВт, в период 2025-2026 годов– 6000кВт.

По существующей схеме электроснабжения для подключения новых энерго-принимающих устройств отсутствует техническая возможность технологического присоединения, ввиду того что, технические характеристики (сечение, степень из-носа, количество соединительных муфт) кабельных линий 10кВ, питающих дан-ный район от ПС 110/10кВ «Южная» и ПС 110/35/10кВ «Городская», не могут осуществить передачу необходимой дополнительной максимальной мощности. Замена данных кабельных линий 10кВ на кабельные линии 10кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) с увеличением сечения до 300 мм2 (для обеспе-чения передачи максимальной мощности и обеспечения допустимых потерь напряжения), экономически не целесообразна, так как источники питания ПС 110/10кВ «Южная» и ПС 110/10кВ «Городская» находятся на расстоянии более 5 км и трасса прокладки проходит по районам с городской застройкой с большим количеством инженерных коммуникаций и пересечением с электрифицированной двухпутной железной дорогой.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить строительство нового центра питания ПС 35/10кВ «Ин-дустриальная», с двумя силовыми трансформаторами с возможностью регулиро-вания напряжения под нагрузкой (РПН), с мощностью 16 МВА каждый. Подклю-чение новой ПС 35/10 кВ «Индустриальная » планируется выполнить новой двухцепной ВЛ 35 КВ № 35-17. Строительство новой двухцепной воздушной ли-нии электропередачи напряжением 35 кВ планируется выполнить на металличе-ских опорах, с применением сталеалюминевого провода марки 3АС-120 мм2. Сооружение новой двухцепной воздушной линии электропередачи напряжени-ем 35 кВ предполагается выполнить от ПС 110/35/10 кВ «Городская», взамен участка существующей ВЛ 35 кВ № 35-17 выполненной в одноцепном исполне-нии на деревянных опорах, год ввода – 1969г., без изменения точки технологиче-ского присоединения.

6.1.20. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Уда-2», ВЛ 35 кВ «Рубахино – Шумский, п. Шумский», Нижнеудинский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Уда-2 осуществляется по ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский, подключенной ответвлением от ВЛ 35 кВ Рубахино – Порог (ОАО «ИЭСК»). Ответвление ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский выполнено проводом марки АС-50, с применением деревянных и

деревянных опор на железобетонных приставках, протяженность – 0,88 км, год ввода в эксплуатацию – 1973 г. Отпайка (ВЛ 35кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельнодопустимые нормы, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1203-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский.

На ПС 35 кВ Уда-2 установлены два силовых трансформатора мощностью 1,6 МВА (ТМ-1600/35/10), 1973 года выпуска, КРУ 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин, состоящая из 6 ячеек. Силовое оборудование по стороне 10 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМГ-10). Данный тип оборудования, требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). ОРУ-35 кВ выполнено по не типовой схеме «Одна секция шин с двумя разъединителями в цепях трансформаторов Т-1, Т-2 без ремонтной перемычки с одним линейным присоединением». Блок-выключатели на стороне 35 кВ отсутствуют. Отсутствует релейная защита трансформаторов Т-1 и Т-2. На ПС частично разрушено маслоприёмное устройство. Год ввода ПС 35 кВ Уда-2 в эксплуатацию – 1980 г. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №369-ТО, 2014 г. на ПС 35/10 кВ Уда-2.

От ПС 35 кВ Уда-2 осуществляет электроснабжение 2,5 тыс. населения п. Шумский, Нижнеудинского района, а также социально-важные объ-екты (школа, два детских сада, почтовое отделение, администрация, по-жарная часть) и объекты жизнеобеспечения (котельная).

В зимний максимум нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 достигает 80% от их номинальной мощности. Токовая нагрузка достигает 135А по напряжению 10 кВ (на 12 февраля 2019 года). В случае выхода одного трансформатора из строя, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 57%. В соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок (п. 2.1.21), продолжительность работы трансформатора в аварийном режиме возможна не более 45 минут.

На основании заключения филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №369-ТО, 2014 год. рекомендована реконструкция ответвления ВЛ-35 кВ Рубахино-Шумский от места присоединения к ВЛ 35 кВ Рубахино – Порог с заменой существую-щих опор на железобетонные опоры или металлические опоры, с заменой существующего провода и, в связи с превышением допустимой токовой нагрузки оборудования, реконструкция ПС 35/10 кВ Уда-2 с заменой существующих силовых трансформаторов 1,6 МВА на трансформаторы большей мощности по 2,5 МВА каждый, реконструкцию маслоприёмного устройства, реконструкцию ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных выключателей 35 кВ, реконструкцию КРУ-10 кВ.

6.1.21. Реконструкция ВЛ 35 кВ «ГПП-1 – Утулик», Слюдянский район.

ВЛ 35 кВ ГПП-1 – ПС Утулик протяженностью 7,6 км, запитывает ПС 35/6 кВ «Утулик». На ПС 35/6 кВ «Утулик» установлены 2 трансформатора мощностью 6300 кВА каждый. С целью повышения надежности и категорийности электроснабжения потребителей необходимо выполнить реконструкцию ВЛ-35 кВ с подвесом второй цепи.

6.1.22. Реконструкция ВЛ 35 кВ «Косая Степь – Бугульдейка», Ольхонский район.

ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка находится в неудовлетворительном техническом состоянии, физический износ деревянных опор и их деталей (траверсы, подтраверсники, раскосы) и проводов, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому регио-ну» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1204-17-ТО, 2017 год на ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка.

6.1.23. Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10 кВ «Добролет», Голоустенский тракт, Иркутский район.

Электроснабжение населения п. Горячий Ключ, Иркутского района, а также ряда садоводческих и дачных товариществ, расположенных на участке 20-35 км от дороги «Иркутск – Большое Голоустное» осуществляется от ПС110/35/10 «Пивовариха» с.ш.-10 кВ яч.17 (ОАО «ИЭСК») по воздушной линии 10кВ «Пивовариха – Горячий Ключ».

ВЛ-10 кВ «Пивовариха – Горячий Ключ» подключена к ВЛ-10 кВ вышестоящей сетевой организации ОАО «ИЭСК» в районе детского лагеря «Светлячки» Иркутского района, на 20 км автодороги «Иркутск – п. Большое Голоустное» (Граница ответственности опора №34).

От ПС 110/35/10 кВ «Пивовариха» до границы ответственности (ВЛ-10 кВ опора №34 ОАО «ИЭСК») между сетевыми организациями протяженность ВЛ-10кВ составляет 13 км. Протяженность ВЛ-10 кВ от границы ответственности до вольтодобавочного трансформатора (ОГУ-ЭП «Облкоммунэнерго») установленного в п. Поливаниха – 7,932км (Справочно: ВДТ ТМ-4000/10, Іном ВН/НН 230,9/220,5(А)), от вольтодобавочного трансформатора до ТП-513 «Поселок» в п. Горячий Ключ – 15,483 км, от ТП-513 «Поселок» до ТП-514 «Школа» протяженность – 0,186 км.

Таким образом, суммарная протяженность ВЛ-10 кВ «Пивовариха – Горячий Ключ» составляет 37 км, что в настоящих условиях не соответствует требованиям в части возможности обеспечения качества электроснабжения потребителей. К ВЛ-10кВ «Пивовариха – Горячий Ключ» суммарно подключено потребителей 424 шт., в том числе 380 шт. – фи-зические лица, 44 шт. - юридические лица.

За период с 2015 по 2019 год по технологическому присоединению было подключено 46 потребителей на общую мощность 2,715 МВт, в том числе физические лица 41 потребитель – общей мощностью 0,615 МВт,

юридические лица 5 потребителей – общей мощностью 2,1 МВт. Также в стадии исполнения находятся договора технологического присоединения на общую мощность 1,7 МВт.

В зоне деятельности ОГУЭП «Облкоммунэнерго» находятся 36 трансформаторных подстанций, с присоединенной мощностью 14,5 МВт. Из них 10 трансформаторных подстанций с присоединенной мощностью 6,5 МВт находятся в хозяйственном ведении ОГУЭП «Облкоммунэнерго», 26 трансформаторных подстанций с присоединенной мощностью 8 МВт принадлежат сторонним организациям.

Возможности технологического присоединения в данном районе нет по причине полной загрузки линии, как в зоне ответственности ОГУЭП «Облкоммунэнерго», так и ОАО «ИЭСК».

Низкое качество передаваемой электрической энергии вызвано долгим отсутствием реконструкции схемы электроснабжения Голоустненского тракта, как комплекса в целом и большой протяженности электрической сети наряду с отсутствием дополнительных центров питания 35кВ.

Мероприятия необходимые для приведения качества электрической энергии к НТД и повышения надежности электроснабжения:

- Строительство ВЛ-35 кВ от ПС 35/10 кВ «Худякова» до д. Доб-ролет Иркутского района, ориентировочной протяженностью 18 км.
- Строительство ПС 35/10 кВ «Добролет» с двумя трансформаторами 2х2,5 (4) МВА.
- Переключение и деление ВЛ-10 кВ «Пивовариха – Г. Ключ» с 22 по 32 км и с 32 км по 42 км автодороги Иркутск – Большое Голоуст-ное на ПС 35/10 кВ «Добролет». Участок с 14 км по 22 км оставить на ПС 35/10 кВ «Худякова».
- Строительство ВЛ-35 кВ для создания кольцевой схемы ВЛ-35 кВ «Н. Кочергат-Светлячки» и в дальнейшей перспективе, при развитии района, установка дополнительных центров питания 35/10 кВ в центрах нагрузки по Голоустенскому тракту.

6.1.24. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Красноармейская», г. Киренск.

Электроснабжение ПС 35/10 кВ «Красноармейская» осуществляется по двухцепной ВЛ-35 кВ, первая цепь – «ПС 110/35/10 кВ «Киренская» - ПС 35/10 кВ «Красноармейская»», вторая цепь – «ПС 35/10 кВ «Салтыково» - ПС 35/10 кВ «Красноармейская»». ВЛ-35 кВ находится в ведении СЭС ОАО «ИЭСК».

На ПС установлены два силовых трансформатора ТМН-6300/35-У1, 35/11кВ мощностью 6,3 МВА каждый - 1992 года выпуска, загрузка трансформаторов составляет: Т-1 – 2,8 МВт, Т-2 – 3,5 МВт. КРУН-10 кВ серии К-59, выполнено из двух секций шин, состоящих из 12 ячеек, 1992 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 35 - 10 кВ установлено масляного типа (выключатели-35 кВ – С-35М-630-10Б У1с приводом ШПЭ-12У1, выключатели 10кВ – ВКЭ-М-10-630(1000)/20У2), год ввода в эксплуатацию 1995 года. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с

современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). Год ввода в эксплуатацию ПС 35/10 кВ «Красноармейская» - 1995 год.

ПС 35/10 кВ «Красноармейская» осуществляет электроснабжение 1294 потребителей г. Киренск (м-н Мельничный, м-н Пролетарский, кв-л Воронино), д. Никольск и д. Змеиново, в том числе 18 социальноважных и объектов жизнеобеспечения города.

На ПС отсутствует предусмотренный проектом, линейный выключатель присоединения ВЛ-35 кВ «Киренск». Данное решение не позволяет оперативно управлять мощностью на п/с Красноармейская со стороны ВЛ-35кВ «Киренск», усложняет порядок оперативных переключений и вывод в ремонт оборудования, отсутствие собственных релейных защит присоединения приводит к возможности неселективной работы защит в некоторых режимах работы схемы первичных соединений. Для обеспечения нормальной работы защит по напряжению 35 кВ требуется установка второго блок выключателя 35 кВ с установкой защиты и управления МВ -35кВ в ОПУ-8. Требуется капитальный ремонт маслоприемников силовых трансформатора Т-1 и Т-2.

На ОРУ-35 кВ линейные и секционные разъединители находятся в неудовлетворительном состоянии. При выполнении коммутации возможно разрушение изоляции. Требуется реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, замена в КРУН-10кВ масленых выключателей на вакуумные выключатели марки ВВ/TEL-10 на выкатном элементе. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств.

В дальнейшей перспективе территориального развития Киренского района, в том числе и развитие воздушного сообщения необходимо будет строительство нового центра питания напряжением 35/10 кВ в раойне п. Кривошапкино.

6.1.25. Реконструкция ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС», ВЛ-35 кВ «Нефтебаза», г. Усть-Кут.

Электроснабжение ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС» осуществляется по одноцепной ВЛ-35кВ «Нефтебаза». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-70, с применением металлических, железобетонных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженностью – 8,637 км, год ввода в эксплуатацию – 1968 год. На ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС» установлен силовой трансформатор марки ТМ-4000/35/6 кВ мощностью 4 МВА, ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем и выключателем», КРУ-6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 2 ячеек, 1959 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 35 кВ и 6 кВ установлено масляного типа (выключатель-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1968 года. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на

эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС» осуществляет электроснабжение 0,5 тыс. населения г. Усть-Кут, а также социально-важные (детский сад) и объекты жизнеобеспечения (водозабор, производственная база ФУКЭС). Год ввода ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС» в эксплуатацию – 1968 г. Загрузка трансформатора составляет – 85 % (3,15 МВт).

Учитывая вышеизложенное необходимо выполнить установку второго силового трансформатора 35/6 кВ мощностью 4 МВА, модернизацию оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, установку модульного блока КРУН-6 кВ с вакуумными выключателями на выкатном элементе, установку общеподстанционного пункта управления (ОПУ) модульного типа с размещением панелей РЗА, ТМ, связи, панелей силового оборудования. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств, телемеханизация. Устройство маслоотводной системы, внутриплощадочных и подъездных дорог, установку металличе-ского ограждения территории ПС высотой 2,5 м с монтажом спирали АКЛ, пожарную и охранную сигнализацию, охранное видеонаблюдение, а также для повышения надежности электроснабжения и обеспечения категорийности электроснабжения потребителей г. Усть-Кут необходимо предусмотреть реконструкцию ВЛ-35 кВ «Нефтебаза» с подвеской второй цепи и подключением второй цепи к ПС «ТП-УКЭС».

6.1.26. Реконструкция ПС-35/6 кВ «Мама», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама» пгт. Мама, Мамско-Чуйский район.

Электроснабжение ПС-35/6 кВ «Мама» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-95 на деревянных опорах, протяженность – 26 км, год ввода в эксплуатацию – 1958 год.

ПС «Мама» введена в эксплуатацию в 1950-х годах. В начале 80-х годов прошлого столетия на ПС «Мама» была проведена частичная реконструкция: построено ЗРУ-6кВ и установлено два трансформатора мощностью по 4000 кВА. В настоящее время на ПС установлены силовые трансформаторы: Т1 – ТМН-4000/35/6 кВ, Т2 – ТМН-4000/35/6 кВ - 1979 года выпуска. Загрузка трансформаторов Т1 и Т2, в зимнее время, составляет 65 %. Устройства РПН на силовых трансформаторах Т1 и Т2 работают вручную. Работа устройств РПН, без автоматики, создаёт большие проблемы при регулировке напряжения, особенно в зимний период времени.

В случае выхода одного из трансформаторов из строя, второй трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки более 29%. Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в аварийном режиме возможна не более 120 минут. Дальнейшая работа трансформатора в аварийном режиме более 120 минут не допускается, что в последующем влечет ограничение электроснабжения потребителей.

Систематические перегрузки трансформатора приводят к процессу старения изоляции обмоток и снижению срока службы трансформатора.

РУ-35 кВ открытого исполнения выполнено присоединением одной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама» по схеме «Одна система шин». ОРУ-35 кВ выполнено с применением масляных выключателей типа ВМ-35. РУ-6 кВ закрытого исполнения выполнено по схеме «Одна, секционированная выключателем, система шин» с тремя отходящими линиями 6 кВ. В ЗРУ-6 кВ установлены 8 ячеек КСО-272 с выключателями ВМПП-6, износ оборудования составляет 100%. РУ-0,4кВ выполнено в виде шкафа (панели) с 4-мя отходящими фидерами. Силовое оборудование на стороне 35-6 кВ установлено и введено в эксплуатацию в 1960-е годы. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС 35/6 кВ «Мама» осуществляет электроснабжение потребителей пгт. Мама – 2147 потребителей (200 юридических лиц и 1947 физических лиц), в том числе социально-значимых объектов жизнеобеспечения поселка – 29 шт.

В целях повышения надежности электроснабжения потребителей пгт. Мама требуется реконструкция ПС с заменой изношенного и устаревшего оборудования ПС на современное оборудование, заменой масляных выключателей на вакуумные, замена существующих трансформаторов 4000 кВА на 6300 кВА, реконструкция ВЛ-35 кВ с заменой опор и провода.

6.1.27. Реконструкция ПС-35/10 кВ «Витимский», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Витимский» п. Витимский, Мамско-Чуйский район.

Электроснабжение ПС-35/10 кВ «Витимский» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Витимский». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-95 на деревянных опорах, протяженность – 2,6 км, год ввода в эксплуатацию – 1965 год.

ПС «Витимский» введена в эксплуатацию в 1960-х годах. На ПС установлены силовые трансформаторы: Т1 – ТАМ-1800/35/10 кВ -1964 года выпуска, Т2 – ТАМ-1800/35/10 кВ - 1966 года выпуска. В работе находится трансформатор Т1, его загрузка составляет: в зимнее время – 40 %, в летнее время – 10 %.

Трансформатор Т2, с августа 2014 года, находится в неисправном состоянии. Требуется ремонт трансформатора с привлечением специализированной подрядной организации.

РУ-35 кВ открытого исполнения выполнено присоединением одной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Витимский» по схеме «Одна система шин». ОРУ-35 кВ выполнено с применением масляных выключателей типа ВМД-35. РУ-10 кВ закрытого исполнения, выполнено по схеме «Одна система шин». В ЗРУ-10 кВ установлены 8 ячеек КСО, из них 5 ячеек с выключателями ВМГ-133 (два выключателя на вводах и три отходящих фидера, в работе находится один фидер), износ оборудования составляет 100%. Силовое оборудование установлено и введено в эксплуатацию в 60-е годы прошлого столетия. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных

затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС 35/10 кВ «Витимский» осуществляет электроснабжение потребителей п. Витимский Мамско-Чуйского района – 221 потребителя (22 юридических лица и 199 физических лиц), в том числе социально-значимых объектов жизнеобеспечения поселка - 8. Заявки на технологическое присоединение отсутствуют.

В целях повышения надежности электроснабжения потребителей п. Витимский Мамско-Чуйского района требуется реконструкция ПС с заменой изношенного и устаревшего оборудования ПС на современное оборудование, заменой масляных выключателей на вакуумные, приобретение нового трансформатора, взамен вышедшего из строя Т-2, реконструкция ВЛ-35 кВ с заменой провода и опор.

6.1.28. Реконструкция ПС-35/6 кВ «Луговка», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Луговка» п. Луговский, Мамско-Чуйский район.

Электроснабжение ПС-35/6 кВ «Луговка» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Луговка». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-95 на деревянных опор, протяженность – 43 км, год ввода в эксплуатацию – 1965 год. ПС «Луговка» введена в эксплуатацию в 1960-х годах. На ПС установлены силовой трансформатор: Т1 – ТМ-1000/35/6 кВ - 1964 года выпуска, Загрузка трансформатора Т1 составляет 42 % (0,7 МВт).

РУ-35 кВ открытого исполнения выполнено присоединением одной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Луговка» по схеме «Одна система шин». ОРУ-35 кВ выполнено с применением масляного выключателя типа ВМД-35. РУ-6 кВ открытого исполнения выполнено по схеме «Одна система шин» с одной отходящей линией 6 кВ. На ОРУ-6 кВ установлены 1 ячейка РВНО-6 с масляным выключателем ВМБ-10 и ячейка с трансформатором СН ТМ-60/6/0,4кВ, износ оборудования составляет 100%. Силовое оборудование установлено и введено в эксплуатацию в 60-е годы прошлого столетия. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС-35/6 кВ «Луговка» осуществляет электроснабжение потребителей п. Луговский Мамско-Чуйского района – 277 потребителей (36 юридических лиц и 241 физическое лицо), в том числе социально-значимых и объектов жизнеобеспечения поселка – 10 шт.

В целях повышения надежности электроснабжения потребителей п. Луговский Мамско-Чуйского района требуется реконструкция с заменой изношенного и устаревшего оборудования ПС на современное оборудование, реконструкция ВЛ-35 кВ с заменой опор и провода. Также возможен вариант электроснабжения – установка 2-х трансформаторных подстанций класса напряжений 35/0,4 кВ мощностью по 400 кВА.Окончательное решение будет принято по итогам технико-экономического анализа электроснабжения поселка.

ГЛАВА 6. АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Учитывая горизонт планирования в СиПР электроэнергетики Иркутской области до 2025 года, часть планов по развитию региона выпадают из базового сценария и прогноза по причине отсутствия действующих технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Тем временем в Иркутской области идет интенсивное развитие золотодобывающей промышленности и после ввода в строй Сухоложского ГОКа золотопромышленность вновь станет одной из ведущих отраслей специализации всей Восточной Сибири, а Иркутская область займет лидирующие позиции среди основных золотодобывающих регионов страны. Потребление электрической энергии и мощности Сухоложского ГОКа учтено в базовом варианте развития электроэнергетики Иркутской области.

Также, наряду с развитием промышленности разрабатываются и реализуются планы комплексного освоения территорий на перспективных земельных участках.

Разработан альтернативный прогноз (вариант) развития электроэнергетики Иркутской области, назначение которого – ознакомить всех заинтересованных субъектов с имеющимися планами и предложениями по дополнительным вариантам развития электрических сетей. Это позволит исключить из реализации неэффективные мероприятия.

Альтернативный прогноз (вариант) развития электроэнергетики Иркутской области учитывает планы собственников по развитию своих производств, а также планы строительства новых социально-значимых объектов и комплексного освоения территорий на перспективных земельных участках.

Исходными данными для разработки альтернативного прогноза (варианта) развития электроэнергетики Иркутской области являются предоставленные исходные данные Министерства, а также письмо АО «Витимэнерго» от 5 февраля 2020 года №18-1/178.

6.1. Бодайбинское энергетическое кольцо.

Бодайбинский энергорайон Иркутской области включается в перечни регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения, утверждаемых Минэнерго России. При этом здесь расположены крупнейшие в России запасы золота. В энергорайоне постоянно увеличивается потребление электроэнергии в связи с развитием золотодобычи.

В Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы (далее – СиПР ЕЭС) выполнено исследование возможности сооружения станции (ТЭС) в Бодайбинском энергорайоне энергосистемы Иркутской области в качестве варианта альтернативного строительству ЛЭП 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо и ЛЭП 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ).

В связи с тем, что окончательное решение по данному вопросу не принято, а также не определен источник финансирования, строительство ТЭС

не предусмотрено СиПР ЕЭС и соответственно не включается в перечень вводимых объектов генерации в СиПР энергосистемы Иркутской области.

Результаты указанного исследования, выполненного в рамках СиПР ЕЭС, приведены справочно.

6.1.1. Исследование возможности сооружения станции (ТЭС) в Бодайбинском энергорайоне.

Электроснабжение потребителей электрической энергии в Бодайбинском, Киренском, Усть-Кутском, Казачинско-Ленском районах Иркутской области, Северо-Байкальском и Муйском районах Республики Бурятия, Ленском районе Республики Саха (Якутия) осуществляется от Бодайбинского энергетического кольца 220 кВ (далее – БЭК), которое образуют узловые ПС 500 кВ Усть-Кут, ПС 220 Пеледуй, ПС 220 кВ Мамакан, ПС 220 кВ Таксимо, связанные следующими ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-8;
- ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I, II цепь;
- ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь;
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками (в 2020 году планируется завершение работ по переводу на напряжение 220 кВ);
- ВЛ 220 кВ на участке Усть-Кут – Киренга – Северобайкальск – Новый Уоян – Таксимо.

Центрами питания для БЭК являются ПС 500кВ Усть-Кут и Мамаканская ГЭС. На ПС 500 кВ Усть-Кут установлена одна группа однофазных автотрансформаторов 500/220 кВ номинальной мощностью 501 (3х167) МВА.

Суммарное увеличение максимальной мощности потребителей электрической энергии, питающихся от БЭК, с учетом эффекта совмещения новых нагрузок к 2026 году составит 718 МВт.

В БЭК потребителями электрической энергии в рамках технологического присоединения планируется сооружение электрических станций без выдачи мощности в ЕЭС России:

- ООО «ИНК», сооружение ТЭС установленной мощностью 144 МВт с присоединением к ПС 220 кВ Рассолы (ЗНХ);

- ПАО «Газпром», сооружение ТЭС установленной мощностью 66,5 МВт с присоединением к ПС 220 кВ Ковыкта.

Электростанции ООО «ИНК» и ПАО «Газпром» суммарной установленной мощностью 210,5 МВт работают без выдачи мощности в ЕЭС России и в покрытии спроса на электрическую мощность в БЭК не участвуют, поэтому в представленном ниже балансе мощности их показатели не приводятся.

В таблице 6.1.1 представлен существующий и прогнозные балансы мощности БЭК. При формировании баланса мощности учтена раздельная работа энергосистемы Иркутской области с Западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия) (на ПС 220 кВ Пеледуй) и Западным районом энергосистемы Амурской области (на ПС 220 кВ Чара).

Таблица 6.1.1. Балансы мощности БЭК., МВт

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление	654	696	852	885	901	926
В том числе, ООО «Транснефть-Восток»	87	87	87	87	87	87
Потребители Бодайбинского района Иркутской области	70	70	70	70	70	70
ОАО «РЖД»	53	95	95	95	95	95
ООО «ИНК»	30	30	186	186	186	186
ООО «СЛ Золото» (АО «Полюс)					4	29
ПАО «Газпром»				33	45	45
Установленная мощность электростанций	86	86	86	86	86	86
Располагаемая мощность электростанций	10	10	10	10	10	10
Требуемый переток мощности для покрытия потребления БЭК	644	686	842	875	891	916

Баланс электрической мощности БЭК складывается с существенным собственным дефицитом активной мощности. При максимуме потребления мощности БЭК в зимний период 2019 года – 414 МВт располагаемая мощность единственной электростанции – Мамаканской ГЭС составляет 10 МВт (при установленной мощности станции – 86 МВт) в связи с малой минимальной приточностью в водохранилище в указанный период, который покрывается за счет перетоков по:

- ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1;
- ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 (в габаритах 500 кВ);
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Коршуниха;
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Лена.

Развитие существующих золотодобывающих предприятий и освоение новых перспективных месторождений на территории Иркутской области, в том числе крупных месторождений золотосодержащих руд Сухой Лог и Чёртово Корыто, существенно увеличат спрос на электрическую энергию в БЭК. Существенное увеличение потребности в электрической энергии будет связано с реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению, в том числе на территории Иркутской области, Байкало-Амурской железнодорожной магистрали, а также со строительством таких крупных заводов как ООО «Иркутская нефтяная

компания» Иркутский завод полимеров и завод неорганической химии, а также освоением Ковыктинского месторождения ПАО «Газпром».

К 2026 году планируется увеличение потребления электрической мощности потребителями БЭК до 1131 МВт. Все крупные потребители в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение планируются к вводу до 2026 года (включительно).

Для обеспечения технологического присоединения указанных потребителей утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям определены мероприятия по развитию электрических сетей (далее – «сетевой» сценарий). В том числе предусмотрено:

– перевод на проектное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2;

– реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго АТ 500/220 кВ и увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (3х167 МВА) до 1002 МВА;

– строительство ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ) и других объектов 220 кВ;

– строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут с ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 501 МВА (3х167 МВА) заходами ВЛ 220 кВ;

– строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо с сооружением РУ 500 кВ на ПС 220 кВ Таксимо и установкой АТ-1 500/220 кВ мощностью 501 МВА.

В целях определения рекомендуемого сценария развития Бодайбинского энергетического кольца выполнены расчеты электроэнергетических режимов и определены значения максимально допустимых перетоков активной мощности во вновь образуемых контролируемых сечениях без учета реализации мероприятий (строительство ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ), ВЛ 500 кВНижнеангарская – Таксимо с сооружением РУ 500 кВ на ПС 220 кВ Таксимо), предусмотренных утвержденными ТУ на ТП, в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методических указаний по устойчивости энергосистем», утверждённых Приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 года № 630. Таким образом, расчеты выполнялись исходя из реализации следующих мероприятий (далее – «базовый» сценарий):

– перевод на напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2;

– реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго АТ 500/220 кВ и увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (3х167 МВА) до 1002 МВА;

– строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут с ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 501 МВА (3х167 МВА) заходами ВЛ 220 кВ.

По результатам выполнения расчетов выявлено, что определяющим с точки зрения обеспечения нахождения параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений является сечение, состоящее из следующих элементов (рисунок 5.2):

- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1,
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2,
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная с отпайкой на ПС Чудничный,
- ВЛ 220 кВЯкурим – Ния с отпайкой на ПС Чудничный,
- ВЛ 500 кВНижнеангарская – Усть-Кут.

Для энергорайонов Иркутской области, Республики Бурятия, Республики Саха (Якутия) и Забайкальского края, находящихся за определенным выше вновь образуемым контролируемым сечением (КС), разработан баланс мощности, представленный в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2. Баланс мощности энергорайонов Республики Бурятия, Республики Саха (Якутия) и Забайкальского края, на 2020 – 2025 годы для периодов зимних максимальных нагрузок, (МВт)

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление мощности за КС	601	643	699	699	703	728
Доступная мощность электростанций	10	10	10	10	10	10
Требуемый переток мощности в КС	591	633	689	689	693	718
Максимально допустимый переток в КС в нормальной схеме	600	600	700	700	700	700
Запас по пропускной способности КС в нормальной схеме	9	-33	11	11	7	-18
Максимально допустимый переток в КС в единичной ремонтной схеме с ПА	437	437	600	600	600	600
Запас по пропускной способности КС в единичной ремонтной схеме	-154	-196	-89	-89	-93	-118

Анализ режимно-балансовой ситуации БЭК за вновь образуемым контролируемым сечением на перспективу до 2026 года показывает, что по мере реализации технологического присоединения к электрическим сетям, при не реализации предусмотренных в соответствующих технических условиях мероприятий по строительству ЛЭП 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо и ЛЭП 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ), в

единичных ремонтных схемах в БЭК будет формироваться непокрываемый дефицит мощности, который к 2026 году составит 323 МВт.

Покрытие формируемого дефицита мощности возможно путем строительства базовой ТЭС в БЭК установленной мощностью не менее 323 МВт. При этом, исходя из анализа перспективных режимов работы БЭК, месторасположения опорного центра питания – ПС 500 кВ Усть-Кут, а также распределения нагрузок существующих и перспективных потребителей с их максимальной концентрацией в Бодайбинском энергорайоне энергосистемы Иркутской области, целесообразно рассмотреть размещение данной ТЭС в указанном энергорайоне. Минимальное количество энергоблоков ТЭС – не менее трёх для целей обеспечения возможности планового ремонта одной единицы генерирующего оборудования, а также с учетом рисков аварийных отключений. Единичная мощность энергоблоков и их типы, а также мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности подлежат определению в рамках отдельного проектирования. Дополнительно к сооружению ТЭС на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов выявлена перегрузка автотрансформаторного оборудования на ПС 500 кВ Усть-Кут, для ликвидации которой потребуется установка третьего АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут.

Результаты исследования подтверждают, что предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение мероприятия по развитию электрической сети обеспечивают возможность технологического присоединения потребителей БЭК. Альтернативным решением по обеспечению электроснабжения потребителей БЭК является вариант с отказом от строительства ЛЭП 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо и ЛЭП 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ) со строительством ТЭС в Бодайбинском энергорайоне энергосистемы Иркутской области, установленной мощностью не менее 323 МВт (в составе не менее трех энергоблоков) в 2026 году.

6.2. Комплексное освоения территорий на перспективных земельных участках Иркутской области.

Перспективными потребителями на таких территориях являются как правило физические лица. Заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям и договоры на электроснабжение могут подаваться только после урегулирования всех земельных вопросов (т.е. при наличии официальных документов на право пользования земельными участками), а также после разработки и утверждения проектной документации по новым объектам и застройке перспективных территорий.

Информация о территориях, земельных участках, находящихся в федеральной собственности, полномочия Российской Федерации по управлению и распоряжению которыми переданы органам государственной власти Иркутской области в целях дальнейшего предоставления многодетным семьям, предоставленных, планируемых к предоставлению льготным категориям граждан в соответствии с Законом Иркутской области от 28 декабря 2015 года № 146-ОЗ «О бесплатном предоставлении земельных

участков в собственность граждан» (участки на территории Иркутского района, государственная собственность на которые не разграничена, и федеральные земельные участки, полномочия по распоряжению которыми переданы Правительству Иркутской области), а также о землях, государственная собственность на которые не разграничена, на территории Иркутского района представлена в таблицах 6.1.1 и 6.1.2.

Освоение предполагает индивидуальное строительство, с неопределенными сроками строительства конкретных домовладений и неопределенной величиной нагрузки, следовательно, данная информация приведена справочно и не учитывается при анализе схемно-режимной ситуации.

Таблица 6.2.1. Земельные участки, находящиеся в федеральной собственности, полномочия Российской по управлению и распоряжению которыми переданы органам государственной власти Иркутской области в целях дальнейшего предоставления многодетным семьям.

№ п/п	Местоположение	Площадь	Статус/ Кадастровый номер	Количество участков
1	Ангарск, р.п. Мегет (участок преобразован)	7,28	Предоставлены/ 38:26:011404:199	48
2	Ангарск, д. Стеклянка (участки преобразованы)	22,12	Предоставлены/ 38:26:011401:1356 38:26:011401:1357	128
3	Иркутский района, пос. Плишкино	24.75	Планируется в 2020 /38:36:000017:2552	161
4	Иркутский района, д. Бутырки	97,42	Планируется в 2020/ 38:06:080607:483 38:06:080604:213	600
5	Иркутский района, д. Зыкова	5,54	Планируется в 2020/ 38:06:071101:143	23
6	Иркутский района, д. Турская (участок преобразован)	10,63	Предоставлены/ 38:06:100801:12763	73
7	Иркутский района, д. Максимовщина	37,04	Планируется в 2021-2022/ 38:06:080604:214	200
8	Иркутский района, д. Коты	37,39	Планируется в 2021-2022/ 38:06:000000:3714	200

№ п/п	Местоположение	Площадь	Статус/ Кадастровый номер	Количество участков
9	Иркутский района, с. Оёк (участки преобразованы)	24	Предоставлены/ 38:06:071101:145 38:06:071101:144 38:06:100801:12762/	191

Таблица 6.2.2. Земли, государственная собственность на которые не разграничена, на территории Иркутского района.

№ п/п	Местоположение	Кол-во участков	Статус/ Кадастровый номер	Примечание
1	Максимовское МО, с. Максимовщина	24	В стадии предоставления /38:06:130741 38:06:130201	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
2	Ширяевское МО, д. Ширяева	8	В стадии предоставления/ 38:06:090606	
3	Ширяевское МО, д. Горяшина	11	В стадии предоставления/ 38:06:090301	
4	Мамонское МО, в д. Малая Еланка	30	Предоставлены/ 38:06:130701	
5	Мамонское МО, в д. Малая Еланка	7	В стадии предоставления/ 38:06:130401	
6	Мамонское МО, с. Мамоны	27	В стадии предоставления/ 38:06:130817	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
7	Мамонское МО, с. Мамоны	18	В стадии предоставления/ 38:06:130821	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
8	Усть-Балейское МО, д. Быкова	10	Планируется/38: 06:060401	

№ п/п	Местоположение	Кол-во участков	Статус/ Кадастровый номер	Примечание
9	Усть-Кудинское МО, д Усть-Куда	51	В стадии предоставления/ 38:06:111302	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
10	Хомутовское МО, с. Хомутово	98	В стадии предоставления/ 38:06:100801	
11	Хомутовское МО, с. Хомутово	21	В стадии предоставления/ 38:06:100801	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
12	Хомутовское МО, с. Хомутово	27	В стадии предоставления/ 38:06:100801	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
13	Гороховское МО, с. Горохово	12	В стадии предоставления/ 38:06:040101	
14	Уриковское МО, д. Московщина	79	В стадии предоставления/ 38:06:111302	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
15	Оёкское МО, с Оёк/ д. Галки	250	В стадии предоставления 76 Планируемые/38 :06:071101	
16	Никольское МО, с. Никольск	19	В стадии предоставления/ 38:06:050101	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
17	Никольское МО, с. Никольск	34	В стадии предоставления/ 38:06:050202	

№ п/п	Местоположение	Кол-во участков	Статус/ Кадастровый номер	Примечание
18	Никольское МО, д. Егоровщина	22	В стадии предоставления/ 38:06:090609	
19	Дзержинское МО, п. Дзержинск	8	В стадии предоставления/ 38:06:140202	

6.2.2. Проекты по развитию территорий.

Таблица 6.2.3. Перечень перспективных земельных участков, предлагаемых для комплексного освоения территорий.

Наименование показателя	Характеристика
«Новолисиха + Хрустальный парк»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	214,5
Назначение ЗУ по генеральному плану	Зона застройки малоэтажными жилыми домами
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Малоэтажная жилая застройка
Планируемая этажность застройки	1 – 3 этажа
Правообладатель ЗУ	116,0 – ООО «СибирьИнвест» 98,5 – ООО «ВостСибСтройДевелопмент»
Наличие проекта планировки территории	Разработан
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	139,6
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	14,0
Площадь ЗУ под благоустройство, га	60,9
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	430,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 550 мест; - Школа на 1 200 мест; - Детский сад 110 мест, на 250 мест – 2 объекта, на 270 мест; - ФОК; - Торговый центр – 2 объекта; - Школа искусств.
Срок освоения ЗУ	2017 – 2030
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 39,2 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 17,5 Гкал / час, централизованное.

Наименование показателя	Характеристика
Водоснабжение	Мощность 4 350 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 4 350 куб. м / сутки
«Малая Еланка»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	383,2
Назначение ЗУ по генеральному плану	Средне этажные жилые дома
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Средне этажные жилые дома
Планируемая этажность застройки	5-8 этажей
Правообладатель ЗУ	ОАО «ФСК Новый город»
Наличие проекта планировки территории	В процессе корректировки
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	87,5
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	260,2
Площадь ЗУ под благоустройство, га	35,5
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	1 200,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 900 мест – 3 объекта; - Детский сад на 110 мест – 8 объектов; - Поликлиника на 400 посещений в смену – 1 объект; - Станция скорой помощи; - Пожарное депо; - Торгово-развлекательный центр – 6 объектов; - Аквапарк – 1 объект; - Деловой центр – 1объект
Срок освоения ЗУ	2020 – 2030
Примечание	Имеется ТУ №1/4 ИЭСК на ТП к электрическим сетям АО «ИЭСК» РП 10 кВ с ТП 10/0,4 кВ ОАО ФСК «Новый город» (утверждены 15.03.2017, согласованы 31.01.2017 г.).
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 78,4 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 125,0 Гкал / час, централизованное, в том числе 30,0 Гкал/час – ГВС
Водоснабжение	Мощность 33 926,2 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 33 926,2 куб. м / сутки
«ИВАТУ»	

Наименование показателя	Характеристика
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	20
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка, многофункциональная общественно-деловая зона
Назначение ЗУ по ПЗЗ	
Планируемая этажность застройки	15 этажей
Правообладатель ЗУ	ФГКУ «Сибирское территориальное правление имущественных отношений» Министерства обороны РФ
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	10
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	-
Площадь ЗУ под благоустройство, га	10
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	200,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	-
Срок освоения ЗУ	2022 – 2026
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 5,2 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 17,2 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 1 834,0 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 1 834,0 куб. м / сутки
«Малая Топка»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	60,2
Назначение ЗУ по генеральному плану	Среднеэтажные жилые дома
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Среднеэтажные жилые дома
Планируемая этажность застройки	4-х этажные
Правообладатель ЗУ	АО «Иркутское региональное жилищное агентство» на праве собственности
Наличие проекта планировки территории	В разработке
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	27,4
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	5,5

Наименование показателя	Характеристика
Площадь ЗУ под благоустройство, га	27,4
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	224,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 640 мест – 2 объекта; - Детский сад на 350 мест – 2 объекта; - ФОК; - ТЦ площадью 5,0 тыс. кв.м
Срок освоения ЗУ	2020 – 2027 годы
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 14 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 15 Гкал / час, в том числе отопление 10,8 Гкал / час, ГВС 4,2 Гкал / час, вентиляция 0 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 2 017,0 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 2 017,0 куб. м / сутки
«Мамоны»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	400,9
Назначение ЗУ по генеральному плану	Зона застройки многоэтажными жилыми домами
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Зона застройки многоэтажными жилыми домами
Планируемая этажность застройки	9 этажей
Правообладатель ЗУ	106,7 га – ООО «Дискус Плюс» на праве аренды для комплексного освоения территорий 294,2 га – в аренде у физических лиц
Наличие проекта планировки территории	Разработан на 106,7 га
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	200,0
Площадь ЗУ под застройку объектами соц. назначения и обслуживания населения, га	100,0
Площадь ЗУ под благоустройство, га	100,9
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	3 500,0

Наименование показателя	Характеристика
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 1 275 мест – 10 объектов; - Детский сад на 350 мест – 18 объектов; - Поликлиника на 500 посещений в смену – 3 объекта; - Объекты дополнительного образования на 600 мест – 3 объекта; - Спортивные залы 1000 кв. м – 4 объекта; - Гостиница на 300 мест – 1 объект; - Кинотеатр на 700 мест – 2 объекта; - ТРЦ площадью 13,0 тыс. кв. м, 16,0 тыс. кв. м и 36,0 тыс. кв. м
Срок освоения ЗУ	2015 – 2040
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 97,6 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 207,8 Гкал / час, централизованное, в том числе отопление 149,6 Гкал / час, ГВС 58,2 Гкал / час.
Водоснабжение	Мощность 64 200 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 64 200 куб. м / сутки
«Маркова - Изумрудный»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	10
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	3 этажа
Правообладатель ЗУ	неразграниченный
Наличие проекта планировки территории	разработан
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	8
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	-
Площадь ЗУ под благоустройство, га	2
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	50
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	-
Срок освоения ЗУ	2021 – 2024
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 1,3 МВт, категория вторая.

Наименование показателя	Характеристика
Теплоснабжение	Мощность 4,3 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 458,5 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 458,5 куб. м / сутки
«Рабочее»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	47,9
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	9 этажей
Правообладатель ЗУ	Город Иркутск
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	30
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	10
Площадь ЗУ под благоустройство, га	7,9
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	537,3
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Детский сад на 350 мест – 2 объекта; - Школа на 1 275 мест; - Больница на 300 посещений в смену
Срок освоения ЗУ	2021 – 2025
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 13,9 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 46,2 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 4 926,8 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 4 926,8 куб. м / сутки
«Микрорайон Современник»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	121,0
Назначение ЗУ по генеральному плану	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Среднеэтажная жилая застройка
Планируемая этажность застройки	7-9-ти этажные
Правообладатель ЗУ	31,1 га – ООО «ИнвестРесурс» 89,9 га – Российская Федерация
Наличие проекта планировки территории	31,1 га – имеется 89,9 га – отсутствует

Наименование показателя	Характеристика
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	77,4
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	21,8
Площадь ЗУ под благоустройство, га	21,8
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	1 000,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 640 мест; - Школа на 352 учащихся – проект в экспертизе; - Детский сад на 350 мест; - Детский сад на 145 мест – проект в экспертизе; - ФОК; - Торговый центр площадью 5,0 тыс. кв. м
Срок освоения ЗУ	2014 – 2030 годы
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 35 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 83,0 Гкал / час, централизованное. Мероприятия: 1. Реконструкция тепловой сети от ТП-3 до э/к «Байкальская» с Ду600 на Ду700, 760 метров 2. Реконструкция тепловой сети от ТНС «Аэропорт» до ТК-23Д-45-3 с Ду200 на Ду400, 190 метров 3. Реконструкция тепловой сети от ТК-23Д-45-3 до предполагаемой точки подключения на существующих тепловых сетях с Ду200 на Ду300, 540 метров 4. Строительство тепловой сети Ду300, 2 300 метров до границы земельного участка застройки Ориентировочная стоимость 350,0 млн рублей
Водоснабжение	Мощность 6 410,0 куб. м / сутки Мероприятия: 1. Строительство кольцевой водопроводной линии диаметром не менее 225 мм, на участке от водопроводной линии диаметром 400 мм на пересечении улиц Ширямова и Можайского, до водопроводной линии диаметром 225 мм, в районе административного здания по улице Дорожная 1, с перекладкой участка водопровода диаметром 200 мм по существующей трассе, от посёлка Дзержинск до административного здания по улице Дорожная 1. Ориентировочная протяжённость 7000 метров/ 237,8 млн руб.

Наименование показателя	Характеристика
Водоотведение	Мощность 6 410,0 куб. м / сутки Мероприятия: 1. Строительство канализационного коллектора диаметром 800 мм по улице Баррикад, на участке от улицы Детская до улицы Братская, ориентировочная протяжённость 1700 метров; 2. Реконструкция КНС-20а; 3. Реконструкция двух напорных трубопроводов диаметром 1000 мм от КНС-20а до канализационных очистных сооружений правого берега города Иркутска. Ориентировочная протяжённость 5300 метров/ 596,0 млн рублей
«Союз»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	12
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Зона особого градостроительного регулирования
Планируемая этажность застройки	15 этажей
Правообладатель ЗУ	АО «ДОМ.РФ»
Наличие проекта планировки территории	разработан
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	6
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	4
Площадь ЗУ под благоустройство, га	2
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	90,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Детский сад на 350 мест – 2 объекта; - Школа на 1 275 мест
Срок освоения ЗУ	2020 – 2024
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 2,3 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 7,7 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 825,3 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 825,3 куб. м / сутки
«Чертугеевский»	
Основные характеристики	

Наименование показателя	Характеристика
Площадь ЗУ, га	6
Назначение ЗУ по генеральному плану	Многофункциональная общественно-деловая зона
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	2 – 15 этажей
Правообладатель ЗУ	30 га – город Иркутск 30 га – АО «ИСКРА»
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	4
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	1
Площадь ЗУ под благоустройство, га	1
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	60,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Детский сад на 350 мест
Срок освоения ЗУ	2022 – 2025
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 1,6 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 5,2 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 550,2 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 550,2 куб. м / сутки
«Ярославского»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	10,5
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилые зоны
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	15-ти этажные дома
Правообладатель ЗУ	2,9 га – в аренде у физического лица 7,6 га – не разграниченный
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	5,5
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	-
Площадь ЗУ под благоустройство, га	5,0
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	157,8

Наименование показателя	Характеристика
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	Не требуется
Срок освоения ЗУ	2020 – 2023 годы
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 4,1 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 13,6 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 1 448 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 1 448 куб. м / сутки

В таблице 5.2.4. указаны центры питания (ЦП) для величины нагрузки на 2025 год. В последующем, при росте нагрузок по мере реализации проектов возможна реализация дополнительных мероприятий по строительству новых центров питания.

Таблица 6.2.4. Сводные данные о требуемых мощностях для перспективных земельных участков

Территория	ЦП	2020, МВт	2021, МВт	2022, МВт	2023, МВт	2024, МВт	2024, МВА
«Новолисиха + Хрустальный парк»	ПС 110 кВ Новая Лисиха	3,6	5,6	7,76	11,55	16,6	17,4
«ИВАТУ»	ПС 220 кВ Восточная			0,5	1,6	2,6	2,7
«Малая Топка»	ПС 35 кВ Глазуново (питание от ПС 220 кВ Столбово) с переводом на 110 кВ	0,8	2,4	4	5,6	8,4	8,8
«Мамоны»	ПС 220 кВ Бытовая*			1,4	2,8	4,2	4,4
«Маркова – Изумрудный»	ПС 110 кВ Зеленый Берег		0,3	0,5	0,9	1,3	1,4
«Рабочее»	ПС 220 кВ Восточная		1,3	2,6	3,9	5,2	5,5
«Микрорайон Современник»	ПС 35 кВ Миловиды (питание от ПС 110 кВПивовариха) с переводом на 110 кВ	0,7	1,6	2,6	3,85	7	7,4
«Союз»	ПС 110 кВ Студенческая		0,5	1	1,7	2,3	2,4
«Чертугеевский»	ПС 220 кВ Приморская				0,5	1,1	1,2
«Ярославского»	ПС 220 кВ Бытовая	0,4	1	1,7	4,1	4,1	4,3
«Иркутские кварталы»	ПС 110 кВ Центральная			7,75	7,75	7,75	8,1
Итого по ТП		**5,5**	**12,7**	**29,8**	**44,3**	**60,6**	**63,6**
Мощность с учетом коэф. совмещения		**1,6**	**3,8**	**8,94**	**13,3**	**18,2**	**19,1**

Таблица 6.2.5. Анализ загруженности центров питания по данным контрольного замера

ЦП	Тр-ры, МВА	S, МВА 18.12.2019 14-00 мск	Прирост к 2025, МВА
ПС 110 кВ Новая Лисиха	2х25	–	17,4
ПС 220 кВ Восточная	2х250	133,88	2,7 5,5
ПС 35 кВ Глазуново (питание ПС 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово) с переводом на 110 кВ	(2х40)	–	8,8 (+2,5*)
ПС 220 кВ Бытовая	2х63	42,88	4,4 4,3
ПС 110 кВ Зеленый Берег	2х25	–	1,4
ПС 35 кВ Миловиды(питание ПС 35 кВ от ПС 110 кВПивовариха) с переводом на 110 кВ	(2х40)	– (37,32)	7,4
ПС 110 кВ Студенческая	2х40	24,8	2,4
ПС 220 кВ Приморская	2х40	31,86	1,2
ПС 110 кВ Центральная	2х40	34,48	8,1

Анализ показывает, что исходя из значений нагрузки по данным контрольного замера 18 декабря 2019 года, при величине прироста нагрузки к 2025 году, существующие центры питания (ЦП) позволяют обеспечить подключение новых потребителей без увеличения трансформаторной мощности существующих ЦП, за исключением необходимости строительства на первом этапе ПС 35 кВ Глазуново и ПС 35 кВ Миловиды, с последующим их переводом на 110 кВ.

6.3. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по альтернативному варианту по данным органов государственной власти на час собственного максимума потребления энергосистемы

В альтернативном прогнозе (варианте) развития, по сравнению с базовым прогнозом учтены только бытовые (жилищные комплексы) и социальные объекты на территории Иркутской области. Так, как общая численность населения на период до 2024 года Иркутской области ожидается без существенных отклонений, то общее потребление электроэнергии и мощности по энергосистеме в целом предполагается неизменным, т.к. произойдет только перераспределение точек потребления электроэнергии между населенными пунктами области и внутри муниципальных образований.

Таблица 6.3.Прогноз потребления электрической энергии и мощности по альтернативному варианту развития электроэнергетики Иркутской области.

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электроэнергии,	57 331	59 888	62 289	64 535	64 967	66 052

млн.кВт*ч						
Среднегодовые темпы прироста, %	1,1	3,8	5,0	3,6	4,2	0,1
Максимум потребления мощности (базовый/альтернативный прогноз), МВт	8 406/ 8658	8 657/ 9093	9 117/ 9240	9 509/ 9558	9 534/ 9601	9 573/ 9 650
Дополнительный прирост максимума потребления мощности (альтернативный прогноз), МВт	1,6	3,8	8,94	13,3	18,2	18,2

6.3.1. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности на 5-летний период по альтернативному прогнозу (варианту)

Таблица 6.3.1. Перспективные балансы мощности энергосистемы Иркутской области, МВт

Показатели	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Максимум потребления мощности	8658	9093	9240	9558	9601	9 650
Установленная мощность на конец года	13093,1	13116	13143,9	13377,3	13400,2	13400,2
Ограничения мощности (на час максимума нагрузки), в том числе:	3015,9	2973,8	2973,8	2973,8	2973,8	2973,8
ГЭС	2 714,4	2 737,3	2 737,3	2 737,3	2 737,3	2 737,3
ТЭС	301,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5
Избыток (+)/Дефицит (-)	1 583,2	1 213,2	1 066,2	748,2	705,2	650,2

Анализ перспективных балансов мощности энергосистема Иркутской области на период 2020-2025 года показывает, что энергосистема является и остается избыточной, и величина избытка располагаемой мощности несколько снижается.