

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

**П Р И К А З**

11 мая 2021 года

Иркутск

№ 17-мпр

правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

Министр С.М. Трофимова

УТВЕРЖДЕНО  
приказом министерства природных ресурсов и  
экологии Иркутской области  
от 11 мая 2021 года № 17-мпр

**Состав**

**комиссии по соблюдению требований к служебному поведению государственных гражданских служащих министерства природных ресурсов и экологии Иркутской области и урегулированию конфликта интересов**

Председатель комиссии	заместитель министра – начальник управления природных ресурсов;
Заместитель председателя комиссии	заместитель министра – начальник управления региональной экологической политики;
Секретарь комиссии	ведущий советник отдела финансовой и кадровой работы;
Члены комиссии:	советник по внутреннему финансовому аудиту;
	начальник отдела правового и документационного обеспечения управления региональной экологической политики;
	заместитель начальника отдела правового и документационного обеспечения управления региональной экологической политики;
	начальник отдела финансовой и кадровой работы – главный бухгалтер;
	2 представителя научных и образовательных организаций, других организаций, деятельность которых связана с государственной гражданской службой (по согласованию).

Министр природных ресурсов и экологии  
Иркутской области С.М. Трофимова

**О внесении изменений в приказ министерства природных ресурсов и экологии Иркутской области от 31 августа 2010 года № 102-мпр**

В соответствии с Положением о министерстве природных ресурсов и экологии Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 29 декабря 2009 года № 392/171-пп, указом Губернатора Иркутской области от 29 октября 2020 года № 305-уг «Об утверждении структуры министерства природных ресурсов и экологии Иркутской области», на основании указа Губернатора Иркутской области от 19 сентября 2020 года № 86-угк «О назначении на должность Трофимовой С.М.», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области:

**ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Внести в подпункт 1.1. приказа министерства природных ресурсов и экологии Иркутской области от 31 августа 2010 года № 102-мпр «О комиссии по соблюдению требований к служебному поведению государственных гражданских служащих министерства природных ресурсов и экологии Иркутской области и урегулированию конфликта интересов» (далее – приказ) изменение, утвердив состав комиссии по соблюдению требований к служебному поведению государственных гражданских служащих министерства природных ресурсов и экологии Иркутской области и урегулированию конфликта интересов в новой редакции (прилагается).

2. В Положении о комиссии по соблюдению требований к служебному поведению государственных гражданских служащих министерства природных ресурсов и экологии Иркутской области и урегулированию конфликта интересов, утвержденным приказом:

а) в пункте 4 слова «первого заместителя министра природных ресурсов и экологии Иркутской области, заместителя министра природных ресурсов и экологии Иркутской области» заменить словами следующего содержания:

«заместителя министра – начальника управления региональной экологической политики, заместителя министра – начальника управления природных ресурсов»;

б) в подпункте а) пункта 6 слова «первый заместитель министра природных ресурсов и экологии Иркутской области (председатель комиссии), заместитель министра природных ресурсов и экологии Иркутской области» заменить словами следующего содержания:

«заместитель министра – начальник управления региональной экологической политики (председатель комиссии), заместитель министра – начальник управления природных ресурсов».

3. Настоящий приказ вступает в силу со дня его официального опубликования и подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал

МИНИСТЕРСТВО ЗДРАВООХРАНЕНИЯ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

**П Р И К А З**

11 мая 2021 г.

Иркутск

№ 10-мпр

о министерстве здравоохранения Иркутской области, утвержденного постановлением Правительства Иркутской области от 16 июля 2010 года № 174-пп,

**П Р И К А З Ы В А Ю:**

1. Внести в административный регламент по предоставлению министерством здравоохранения Иркутской области государственной услуги «Организация проведения аттестации медицинских и фармацевтических работников для присвоения квалификационных категорий в Иркутской области», утвержденный приказом министерства здравоохранения Иркутской области от 21 февраля 2014 года № 34-мпр, изменение, признав пункт 35 утратившим силу.

2. Настоящий приказ вступает в силу не ранее чем через десять календарных дней после дня его официального опубликования.

3. Настоящий приказ 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).

Министр здравоохранения Иркутской области Я.П. Сандаков

**О внесении изменения в приказ министерства здравоохранения Иркутской области от 21 февраля 2014 года № 34-мпр**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации Федеральным от 17 июня 2020 года № 868 «О признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации и об отмене некоторых актов федеральных органов исполнительной власти, содержащих обязательные требования, соблюдение которых оценивается при проведении мероприятий по контролю при осуществлении государственного контроля качества и безопасности медицинской деятельности», руководствуясь пунктом 9 Положения

**У К А З**

ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

29 апреля 2021 года

Иркутск

№ 128-уг

– обеспечение баланса между производством и потреблением в энергосистеме Иркутской области, 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;

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

**Основными принципами разработки СиПР 2022-2026 являются:**

– экономическая эффективность решений, предлагаемых в СиПР, основанная на оптимизации режимов работы энергосистемы Иркутской области;

– 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;

– соблюдение требований к планированию развития электроэнергетической системы, установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 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.

**1. 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.

На 01.01.2021 в состав Иркутской области входит городских округов – 10; муниципальных районов – 32; городских поселений – 58; сельских поселений – 354.

Административный центр – город Иркутск с численностью населения на 01.01.2021 623,56 тысяч человек.

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.

**1.1. Краткая географическая характеристика**

Территория области – 774,8 тысяч кв. км и составляет 4,6 % 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 Бурятия, 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 1.1.1. 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.

**Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 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 2022-2026 годы (прилагается).

2. Признать утратившим силу указ Губернатора Иркутской области от 29 апреля 2020 года № 124-уг «Об утверждении

схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2021-2025 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 2022 года.

И.И. Кобзев

УТВЕРЖДЕНО  
указом Губернатора Иркутской области  
от 29 апреля 2021 года № 128-уг

**СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ  
НА ПЕРИОД 2022–2026 ГОДЫ**

Настоящая работа выполнена на основании государственного контракта № 13/2020 от 11.08.2020 с Областным Государственным Казенным Учреждением «Центр Энергоресурсосбережения».

В настоящей работе проведен анализ существующего состояния электроэнергетики Иркутской области на 01.01.2021. Целью разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 годы (далее - СиПР 2022-2026) является:

– развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;

– 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 разработки СиПР 2022-2026 являются:

– обеспечение надежного функционирования энергосистемы Иркутской области;

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

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

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

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

– обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей энергосистемы Иркутской области 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 энергосистемы Иркутской области);

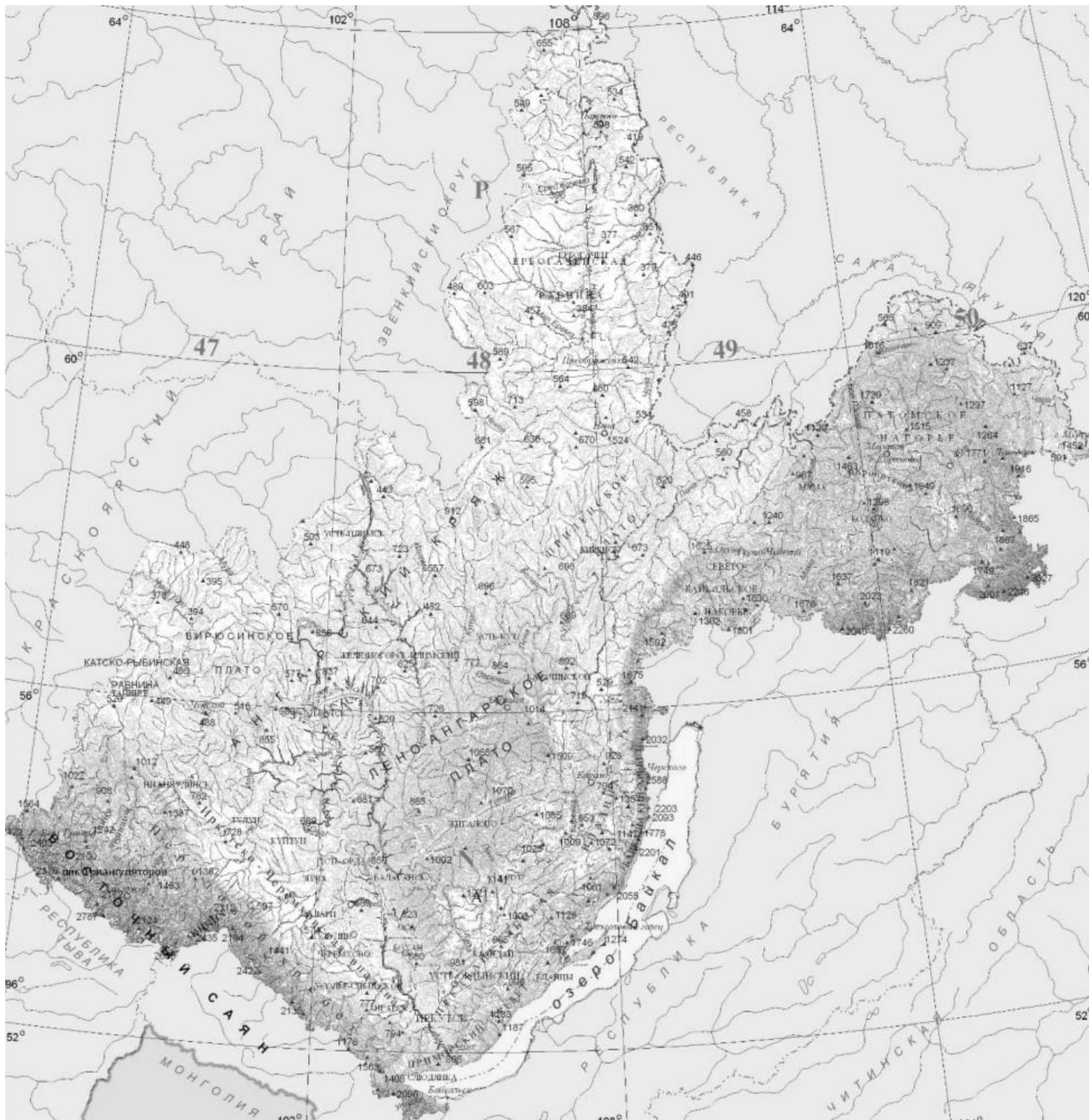


Рисунок 1.1.1. Карта Иркутской области

**1.2. Численность населения**

Население Иркутской области на 01.01.2021 составило 2391,19 тысяч человек, сокращение населения по сравнению с прошлым годом составило 0,3%, а за последние 10 лет – на 2,07%. В области преобладает городское население – 1866,88 тысяч человек (78,07%). Сельское население составляет 524,31 тысяча человек (21,93%). Плотность населения крайне низкая – около 3,086 чел./км<sup>2</sup> (при средней по России – 8,57 чел./км<sup>2</sup>). 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<sup>2</sup>.

**1.3. Перечень наиболее крупных населенных пунктов**

В таблице 1.3.1. представлено количество жителей в городах Иркутской области.

Таблица 1.3.1. Численность населения Иркутской области в разрезе крупных населенных пунктов

№ п/п	Муниципальное образование	Население
1	г. Иркутск	623562
2	г. Братск	226269
3	г. Ангарск	224630
4	г. Усть-Илимск	80419
5	г. Усолье-Сибирское	76047
6	г. Черемхово	50154
7	г. Шелехов	48423
8	г. Усть-Кут	40783
9	г. Тулун	39671
10	г. Саянск	38820
11	г. Нижнеудинск	33616
12	г. Тайшет	32671
13	г. Зима	30515
14	г. Железногорск-Илимский	22950
15	г. Вихоревка	20833

№ п/п	Муниципальное образование	Население
16	г. Слюдянка	18213
17	г. Свирск	12750
18	г. Байкальск	12534
19	г. Бодайбо	11982
20	г. Киренск	11048
21	г. Бирюсинск	8416
22	г. Алзай	5749

**1.4. Основные направления специализации Иркутской области**

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.

**1.5. Промышленность региона**

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 «Саянхимпласт»;
- 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»;

- АО «Полюс Вернинское»;
- АО «Севзото»;
- ООО «Друза»;
- ООО «Горнорудная компания «Угахан»;
- ООО «Битривер Рус»;
- АО «Ангарскцемент»;
- ЗАО «АС Витим»;
- ООО «ИНК»;
- АО «Верхнечонскнефтегаз»;
- ОАО «Тыретский соледрудник»;
- АО «ДАЛЬНЯЯ ТАЙГА».

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.

1.6. Строительство

Строительный комплекс Иркутской области представлен организациями, выполняющими проектно-экспертные работы, общестроительные и специализированные (инженерные сети, КиП и автоматика, монтаж оборудования) виды работ, электромонтажные и автодорожные работы, рядом производств выпускающих основные строительные материалы, конструкции и изделия.

В строительных организациях Иркутской области работает около 6 % занятых в экономике. В строительном комплексе сосредоточен 1 % производственных фондов. Преобладающая часть фондов крупных и средних строительных организаций (92 %) – фонды основного вида деятельности.

Ведущее место в строительном комплексе Иркутской области занимают организации, осуществляющие общестроительные работы по возведению зданий и сооружений. Они выполняют более 42 % всего объема строительных работ.

Всего в области насчитывается около 3 тысяч организаций строительного направления, из них в промышленности строительных материалов Иркутской области работает около 140 производителей стройматериалов, конструкций и изделий, из них 41 среднее и крупное предприятие из которых 14 являются крупными: ОАО «Ангарский цементно-горный комбинат», ООО «Иркутский керамический завод», ЗАО «Саянскгазобетон», ЗАО «СтройКомплекс», ОАО «Иркутский завод сборного ж/б», ООО ЖСК «ВостСибСтрой», ОАО «КБЖБ-1», ООО «Восточно-Сибирский завод ЖБК», ОАО ФСК «Новый город», ОАО «Ангарское управление строительством», ОАО «Сибавиастрой», ЗАО «Мегетский завод металлоконструкций», ООО «Русфорест – Магистральный», ЗАО ЛДК «Игирма», ООО «Транссибирская лесная компания» и имеют частную форму собственности.

1.7. Транспорт

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.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Иркутской области за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы.

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.

2.2. Информация по генерирующим компаниям

Основной особенностью Иркутской области является наличие на территории крупных гидроэлектростанций, установленная мощность которых (9,088 ГВт) составляет 3,7% от мощности всех электростанций страны (245,313 ГВт – без учета источников в изолированных территориях).

Централизованное производство электроэнергии в области осуществляется на 14 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;
- остальные в собственности у четырех генерирующих компаний региона:
- ООО «Байкальская энергетическая компания»;
- ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»;
- ООО «Теплоснабжение» в г. Байкальске;
- АО «Мамаканская ГЭС».

Перечень электростанций области с информацией об установленной мощности на 01.01.2021, выработке, их собственниках приведен в таблице 2.2.1. Структура производства электроэнергии Иркутской области в 2020 году на рисунке 2.2.1.

Таблица 2.2.1. Величина установленной мощности ТЭС, ГЭС на 01.01.2021

Наименование станции	Установленная мощность на 01.01.2021, МВт	Выработка электроэнергии в 2020 году, млн кВт*ч	Суммарная мощность станций, МВт
<b>ТЭС</b>			
ООО «Байкальская энергетическая компания»			
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	0,00	146,79*	3807,30
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,00	77,74	
Иркутская ТЭЦ-6	270,00	662,61	
Участок ТИИТС Иркутской ТЭЦ-6	12,00	54,05	
Иркутская ТЭЦ-9	540,00	1 753,62	
Иркутская ТЭЦ-10	1110,00	3 126,30	
Иркутская ТЭЦ-11	320,30	694,98	
Иркутская ТЭЦ-12	12,00	47,93	
Иркутская ТЭЦ-16	18,00	75,36	
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,00	2 625,87	
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,00	1 063,18	
Усть-Илимская ТЭЦ	515,00	701,34	
ООО «Теплоснабжение»			
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24,00	65,87	
<b>ГЭС</b>			
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			
Иркутская ГЭС	662,40	4138,03	9088,40
Братская ГЭС	4500,00	22383,63	
Усть-Илимская ГЭС	3840,00	20770,73	
АО «Мамаканская ГЭС»			
Мамаканская ГЭС	86,00	387,11	
Станции промышленных предприятий			
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	44,40	371,35	145,40
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	101,00	542,26	
Итого по Иркутской области:			13041,10

\*-выработка электроэнергии на участке № 1 Иркутской ТЭЦ-9 в течение 2020 года до вывода из эксплуатации турбоагрегатов установленной мощностью 79 МВт.

Большая доля генерирующих мощностей Иркутской области приходится на ГЭС – 69,69 %, и входит в состав: ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» (69,03 %), АО «Мамаканская ГЭС» (0,66 %).

Доля генерирующих мощностей, принадлежащая на ТЭС, составляет 30,31 % и входит в состав: ООО «Байкальская энергетическая компания» (29,01 %), ООО «Теплоснабжение» (0,18 %), станции промышленных предприятий (1,12 %).

Электростанциями энергосистемы Иркутской области в 2020 году было выработано 59,69 млрд. кВт\*ч электроэнергии, что составило 24,96 тыс. кВт\*ч на душу населения.

В том числе: ГЭС – 47,68 млрд. кВт\*ч, ТЭС – 12,01 млрд. кВт\*ч, в том числе электростанции промышленных предприятий – 0,91 млрд. кВт\*ч.

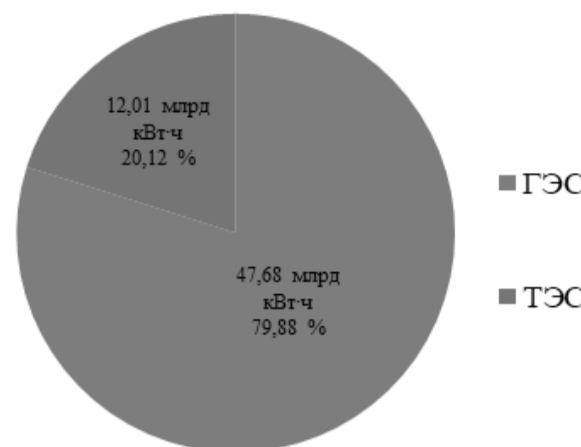


Рисунок 2.2.1 Структура производства электроэнергии Иркутской области в 2020 году

2.3. Информация по электросетевым и бытовым компаниям

Электросетевой комплекс Иркутской области в переводе на одноцепное исполнение представляет собой 72,3 тыс. км воздушных и кабельных линий электропередач, 16 213 трансформаторных подстанций номиналом от 0,4 до 500 киловольт, всего 410 924 условных единиц оборудования.

Эксплуатацию всех сетей с установлением соответствующих индивидуальных тарифов в 2021 году осуществляет 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 (от 03.04.2013 № 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»;
- Акционерное общество «Братская электросетевая компания» (АО «БЭСК»);
- АО «Витимэнерго»;
- Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэннерго – филиала ОАО «РЖД»;
- Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»;
- Общество с ограниченной ответственностью «Шелеховская ЭнергоСетевая Компания» (ООО «ШЭСК»);
- ООО Энергетическая компания «Радиян»;
- АО «АНХК»;
- АО «Электросеть»;
- Общество с ограниченной ответственностью «Прибайкальская электросетевая компания» (ООО «ПЭСК»);
- Общество с ограниченной ответственностью «ТрансэнергоЭлектросетьСервис» (ООО «ТЭС»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Управление энергоснабжения» (ООО «УЭС»);
- ООО «АктивЭнерго»;
- ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»;
- ООО «Кутуликская электросетевая компания»;
- ООО «Сетьэнергопром» (ООО «СЭП»);
- ООО Сетевая компания «Радиян»;
- АО «АЭХК»;
- Красноярская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэннерго – филиала ОАО «РЖД»;
- Филиал АО «Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- АО «Саянскхимпласт»;
- ООО «Транзит»;
- ООО «ЭНКТП»;
- ООО «СК Энергосервис».

Основными бытовыми организациями, осуществляющими свою деятельность на территории Иркутской области являются ООО «Иркутская энергосбытовая компания» (далее ООО «ИЭСБК»), АО «Витимэнергобыт» и ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Таблица 2.5.1. Динамика

Показатель	Год					Период 2016-2020
	2016	2017	2018	2019	2020	
ООО «ИЭСБК», млн кВт*ч	18477,65	18338,4	19126,79	18357,82	17037,08	91337,74
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», млн кВт*ч	3431,06	3656,91	3808,55	3852,05	3532,82	18281,39
АО «Витимэнергобыт», млн кВт*ч	706,46	792,6	790,95	635,09	790,95	3716,06

ООО «ИЭСБК» осуществляет сбыт электрической энергии, тепловой энергии в паре и горячей воде, холодного и горячего водоснабжения на территории Иркутской области, занимается заключением договоров энергоснабжения, реализует ряд сервисных и энергооберегающих услуг и обслуживает 41 тыс. юридических лиц и 1,4 млн физических лиц (потребителей электрической энергии) на территории Иркутской области. В составе Компании 18 отделений, расположенных в муниципальных образованиях:

- г. Иркутск;
- г. Шелехов;
- г. Братск;
- г. Ангарск;
- г. Саянск;
- г. Тулун;
- г. Усолье-Сибирское;
- г. Черемхово;
- г. Усть-Илимск;
- г. Железногорск-Илимский;
- г. Усть-Кут;
- г. Тайшет;
- г. Слюдянка;
- г. Киренск;
- п. Мама.

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» – это одна из крупнейших энергосбытовых компаний на территории России, поставяющая электроэнергию 100 тысячам клиентов, среди которых системообразующие корпорации страны, малые и средние предприятия, население. Уникальность компании состоит в её разветвленной структуре: «РУСЭНЕРГОСБЫТ» работает в большинстве регионов РФ, на территории Иркутской области свою деятельность осуществляет Восточно-Сибирский Филиал.

АО «Витимэнергобыт» является единственным предприятием, поставяющим электроэнергию (гарантирующим поставщиком) потребителям Бодайбинского района. Обслуживает юридических лиц: 25 потребителей с присоединенной мощностью более 750 кВтА и более 300 потребителей с присоединенной мощностью менее 750 кВтА, а также более 11 тысяч физических лиц.

2.4. Информация о децентрализованной зоне электроснабжения

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 01.01.2021 приведены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области

Район Иркутской области	Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию объекта генерации
Казачинско-Ленский район	Сельские поселения			
	Казачинское	ДЭС	30	н/д
			40	н/д
	Карамское	ДЭС	200	н/д
			30	н/д
	Мартыновское	ДЭС	60	н/д
30			н/д	

Район Иркутской области	Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию объекта генерации	
Сельские поселения					
Усть-Удинский район	Аносовское	ДЭС	315	2018	
			200	2018	
	Аталанское	ДЭС	315	2013 (капремонт 2019г.)	
			100	2003	
			100	2002	
			100	2012 (капремонт 2018г.)	
	Ключинское	ДЭС	60	2008 (капремонт 2018г.)	
			60	2009 (капремонт 2019г.)	
			60	2005	
	Подволоченское	ДЭС	100	1985 (капремонт 2019г.)	
100			2005 (капремонт 2018г.)		
100			2009		
Сельские поселения					
Катангский район	Ербогаченское	ДЭС с. Наканно	30,00	2007	
			ДЭС с. Хамакар	30,00	2007
			ДЭС с. Оськино	20,00	2007
			ДЭС д. Тетя	20,00	2007
			ДЭС уч. Инаригда	5,00	2013
			ДЭС с. Ербогачен	4970,00	н/д
	Непское	ДЭС с. Непа	790,00	н/д	
			ДЭС с. Ика	160,00	н/д
			ДЭС с. Бур	300,00	н/д
			ДЭС с. Токма	120,00	н/д
	Подволошинское	ДЭС с. Подволошино	855,00	н/д	
			ДЭС с. Преображенка	1130,00	н/д
	Преображенское	ДЭС с. Ерема	60,00	н/д	
			ДЭС д. Калинина	80,00	н/д
			ДЭС с. Ерема	60,00	н/д
Сельские поселения					
Тулунский район	Аршанское	ДЭС	509,1	2012	
			509,1	2013	
Сельские поселения					
Усольский район	Раздольинское	ДЭС	275	н/д	
			ВСЭС	96	н/д
	Онгурёнское	ДЭС	200	2013 (кап.ремонт 2020)	
			200	2019	
Сельские поселения					
Качугский район	Вершино-Тутурское	ДЭС	160	н/д	
Городские поселения					
Жигаловский район	Жигаловское	ДЭС	100	н/д	
Межселенные территории					
Нижнеилимский район	Иркутская обл., Нижнеилимский р-н, п.Заярск	ДЭС	60	н/д	
Городские поселения					
Киренский район	Киренское	ДЭС п.Визирный	220	н/д	
			ДЭС с.Красноярво	80	н/д
	Коршуновское	ДЭС с.Коршуново	200	н/д	
			ДЭС с.Мироново	80	н/д
	Макаровское	ДЭС д.Пашня	60	н/д	
			ДЭС д.Усть-Киренга	60	н/д
Петропавловское	ДЭС с.Сполошино	30	н/д		
Городские поселения					
Бодайбинский район	Бодайбинское	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	60	н/д	
Сельские поселения					
Братский район	Карахунское	ДЭС п. Карахун	1485	2001-2019 гг.	
			ДЭС п. Южный	30	2006-2016 гг.
	Наратайское	ДЭС п. Наратай	530	2007-2016 гг.	
	Озёрнинское	ДЭС п. Озерный	1270	2014-2019 гг.	
Городские поселения					
Нижнеудинский район	Нижнеудинское	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	640	н/д	
		ДЭУ	880	н/д	
		ДЭУ	610	н/д	
Городские поселения					
Усть-Кутский район	Усть-Кутское	ДЭС	60	н/д	
		ДЭС	60	н/д	
		ДЭС	60	н/д	
Итого, кВт:			19094,2	-	

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 11.12.2018 № 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 Казанчинско-Ленского района мощностью 40 кВт).

**2.5. Динамика и структура потребления электроэнергии в Иркутской области 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 2016 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 электроёмкого производства алюминия, являющегося важнейшим видом экономической деятельности на территории Сибири.

Динамика потребления электрической энергии в Иркутской области за последние 5 лет приведена в таблице 2.5.1 и представлена на рисунке 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Динамика электропотребления в централизованной энергосистеме Иркутской области

Показатель	Год					Период 2016-2020
	2016	2017	2018	2019	2020	
Электропотребление, млн кВт·ч	53209,4	53298,6	55056,4	55480,6	55980,5	273025,5
Абсолютные приросты/падения электропотребления, млн кВт·ч	742,3	89,2	1757,9	424,1	499,9	2771,1

Показатель	Год					Период 2016-2020
	2016	2017	2018	2019	2020	
Среднегодовые темпы прироста/снижения объёма электропотребления, %	1,41%	0,17%	3,30%	0,77%	0,90%	5,21%

Потребление электроэнергии в энергосистеме Иркутской области за 2020 год составило 55,98 млрд. кВт·ч, что на 0,9 % выше аналогичного показателя 2019 года.

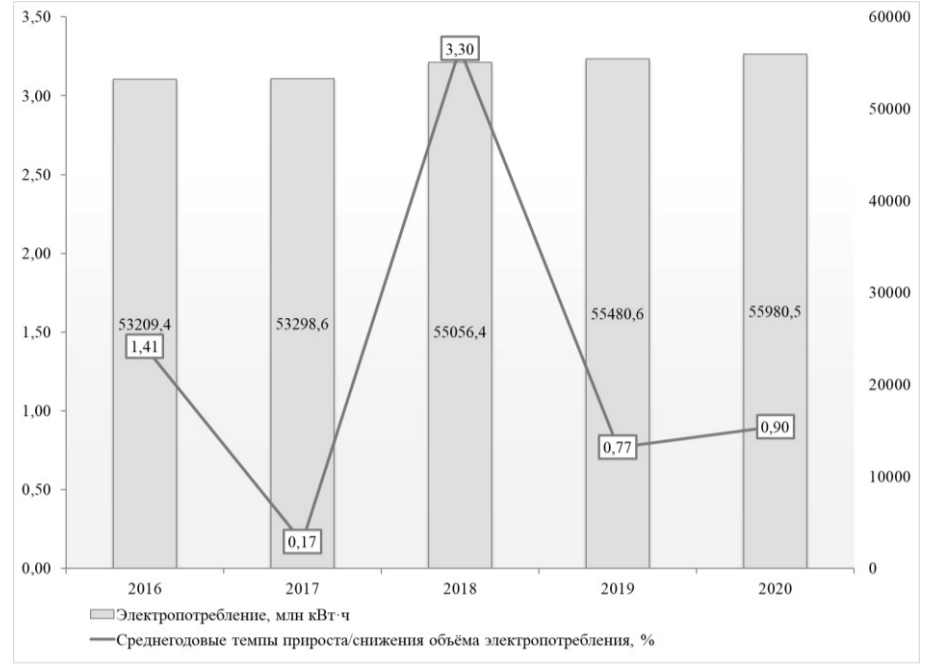


Рисунок 2.5.1. Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Иркутской области

С 2016 года происходит непрерывное увеличение электропотребления, что обусловлено ростом промышленного производства – вводом новых НПС, увеличением электропотребления электрической энергии ОАО «РЖД».

На рисунке 2.5.2 представлена структура электропотребления Иркутской области за последний год (2019 год), представленный на сайте Федеральной службы государственной статистики.



Рисунок 2.5.2. Структура электропотребления в Иркутской области в 2019 году.

Как видно из рисунка 2.5.2, в общем объеме основная доля потребления в 2019 году (по данным Росстата) приходится на промышленность (обрабатывающие производства – 53,5 %, добыча полезных ископаемых – 2,02 %, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 9,34 %). Наиболее электроёмким производством в Иркутской области остается цветная металлургия (производство алюминия).

**2.6. Перечень крупных существующих потребителей в регионе с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления за последние 5 лет**

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

- 1) Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- 2) Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске;
- 3) ООО «Братский завод ферросплавов»;
- 4) Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов;
- 5) ПАО «РУСАЛ Братск»;
- 6) АО «Ангарская нефтехимическая компания»;
- 7) АО «Ангарский электролизный химический комбинат»;
- 8) АО «Саянскимпласт»;
- 9) ООО «Компания «Востсибуголь»;
- 10) Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Научно-производственная корпорация «Иркут»;
- 11) Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»;
- 12) ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»;
- 13) АО «Ангарский завод полимеров»;
- 14) АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»;
- 15) ПАО «Высочайший»;
- 16) ООО «Транснефть-Восток»;
- 17) АО «Полос Вернинское»;
- 18) АО «Севзото»;
- 19) ООО «Друза»;
- 20) ООО «Горнорудная компания «Угахан»;
- 21) ООО «Битривер Рус»;
- 22) АО «Ангарсцемент»;
- 23) ЗАО «АС Витим»;
- 24) ООО «ИНК»;
- 25) АО «Верхнечонскнефтегаз»;
- 26) ИНЦ СО РАН;
- 27) ОАО «Тыретский солерудник»;
- 28) АО «ДАЛЬНЯЯ ТАЙГА».

В таблице 2.6.1 приведен перечень крупных потребителей с указанием их месторасположения и вида деятельности, заявленной мощности на отчетный год, ретроспективных данных по объему потребления электроэнергии и максимальной потребляемой активной мощности.

Таблица 2.6.1. Краткая информация о потребителях

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Заявл. мощь на 2020 год	Объем потребления электроэнергии, млн кВт·ч					Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
					Годы					Годы				
					2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
1	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	г. Усть-Илимск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины изделий из нее	н/д	907,10	904,40	866,30	889,80	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	г. Братск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины изделий из нее	200,00	1554,20	1557,90	1551,20	1619,90	н/д	198,38	200,46	200,00	167,07	н/д
3	ООО «Братский завод ферросплавов»	г. Братск	Производство ферросплавов марок ФС65, ФС65, ФС75 (ГОСТ 1415-93), микрокремнезём и др.	н/д	842,20	770,20	798,30	748,10	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Заявл. мощ-ть на 2020 год	Объем потребления электроэнергии, млн кВт·ч					Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
					Годы					Годы				
					2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
4	Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	г. Шелехов	Производство: алюминия первичного, катанки/порошка/пудры алюминевой.	н/д	7048,10	6992,10	7039,00	7079,50	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
5	ПАО «РУСАЛ Братск»	г. Братск	Производство алюминия сырца, катанка /чушки первичного алюмин. и др.	1962,95	17016,80	16971,30	17221,00	17191,50	н/д	1989,74	1992,24	2003,22	2010,12	н/д
6	АО «АНХК»	г. Ангарск	Нефтепереработка, хим. продукция, бензины, дизтопливо, авиатопливо, керосины и др.	110,07	929,57	915,56	946,54	881,81	н/д	106,12	110,10	113,20	128,84	н/д
7	АО «АЭХК»	г. Ангарск	Производство обогащенного гексафторида урана для ядерной энергетики	46,8	290,70	279,70	287,10	287,10	278,10	н/д	н/д	н/д	н/д	5,9
8	АО «Саянскимпласт»	г. Саянск-1	Производство химической продукции (ПВХ суспензионный, сода каустическая)	н/д	456,50	692,30	750,60	772,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9	ООО «Компания Востсибуголь»	г. Иркутск, ул.Сухз-Батора, 6	Добыча угля	н/д	159,80	53,30	181,40	184,30	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10	Иркутский авиационный завод филиал ПАО «Иркут»	г. Иркутск, ул. Новаторов, 3	Производство авиационной техники, ТНП, стали	н/д	139,30	134,70	140,80	119,80	117,40	25,80	27,10	25,40	23,90	25,30
11	Восточно-Сибирская ж/д – филиал ОАО «РЖД»	г. Иркутск, ул. К. Маркса, 7	Грузовые и пассажирские перевозки	н/д	3109,40	3260,40	3411,20	3442,20	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
12	ПАО «Коршунский ГОК»	г. Железногорск Илимский.	Добыча железной руды, производство концентрата железных руд	н/д	357,40	355,50	410,20	386,50	н/д	47,65	47,40	54,69	51,53	н/д
13	АО «Ангарский завод полимеров»	г. Ангарск	Производство этилена, пропилена, бензола, полиэтилена, и др.	н/д	172,00	213,00	220,00	198,60	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
14	АО «Усолье-Сибирский Химфарм-завод»	г. Усолье-Сибирское	Производство лекарственных препаратов	н/д	18,30	12,40	14,60	18,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
15	ПАО «Высочайший»	г. Бодайбо	Золотодобыча	12,60	119,00	119,00	122,70	128,70	129,30	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
16	ООО «Транснефть-Восток»	г. Братск	Транспортировка нефти по нефтепроводу	н/д	185,00	183,00	318,00	583,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
17	АО «Полос Вернинское»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	32,58	36,39	101,81	99,49	138,36	н/д	5,83	15,04	14,38	20,82	н/д
18	АО «Севзото»	г. Бодайбо	Горные работы	25,08	40,55	40,16	38,92	44,04	н/д	8,03	8,01	7,68	8,57	н/д
19	ООО «Друза»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	6,00	51,22	65,33	67,92	52,34	59,81	5,85	7,46	7,75	5,97	6,80
20	ООО «Горнорудная компания «Угхан»	г. Бодайбо	Золотодобыча	14,50	0,00	0,00	0,00	95,72	н/д	0,00	0,00	0,00	13,70	н/д
21	ООО «Битривер Рус»	г. Братск	Размещение оборудования для майнинга	100,00	-	-	4,91	143,02	304,70	-	-	4,90	30,10	72,40
22	АО «Ангарскцемент»	г. Ангарск	Производство цемента	14,95	84,33	87,59	95,96	89,97	84,60	13,97	15,76	15,99	14,41	12,65
23	ЗАО «АС Витим»	г. Бодайбо	Золотодобыча	18,00	37,81	42,35	41,28	42,49	н/д	65,27	72,26	69,87	71,08	н/д
24	ООО «ИНК»	г. Иркутск	Нефтедобыча	н/д	-	-	-	33,70	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
25	АО «Верхнеконскнефтегаз»	г. Иркутск	Нефтедобыча	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
26	ИНЦ СО РАН	г. Иркутск	Научные исследования и разработки в области естественных и технических наук прочие	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
27	ОАО «Тыретский солерудник»	рп. Тыреть	Добыча соли	17,15	10,19	10,15	11,00	11,75	11,04	15,00	15,70	16,90	18,00	17,10
28	АО «ДАЛЬНЯЯ ТАЙГА»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

2.7. 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 31.12.2020 в 14:00 (МСК) и составил 8325,8 МВт.

В период 2016-2020 гг. наблюдалось скачкообразное изменение максимума нагрузки. Наименьшее значение за рассматриваемый период зафиксировано в 2017 году и составляет 7673,00 МВт, что на 3,31% меньше значения собственного максимума потребления мощности в 2016 году – 7936,00 МВт. Снижение было связано со снижением производства и соответствовало общей динамике изменения максимума нагрузки по ЕЭС России. В 2020 году отмечено наибольшее значение собственного максимума потребления мощности – 8325,80 МВт.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности ЭС Иркутской области за последние 5 лет представлена в таблице 2.7.1. и на рисунке 2.7.1.

Таблица 2.7.1. Динамика изменения собственного максимума потребления мощности электростанций за последние 5 лет

Показатель	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Собственный максимум потребления мощности, МВт	7936,00	7673,00	8210,50	8196,20	8325,80
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	365,00	-263,00	537,50	-14,30	129,60
Среднегодовые темпы прироста, %	4,82	-3,31	7,01	-0,17	1,58

Исходя из данной информации, можно сделать вывод о том, что потребление мощности в энергосистеме Иркутской области за последний год возросло на 129,60 МВт (1,58 %) по сравнению с предыдущим годом.

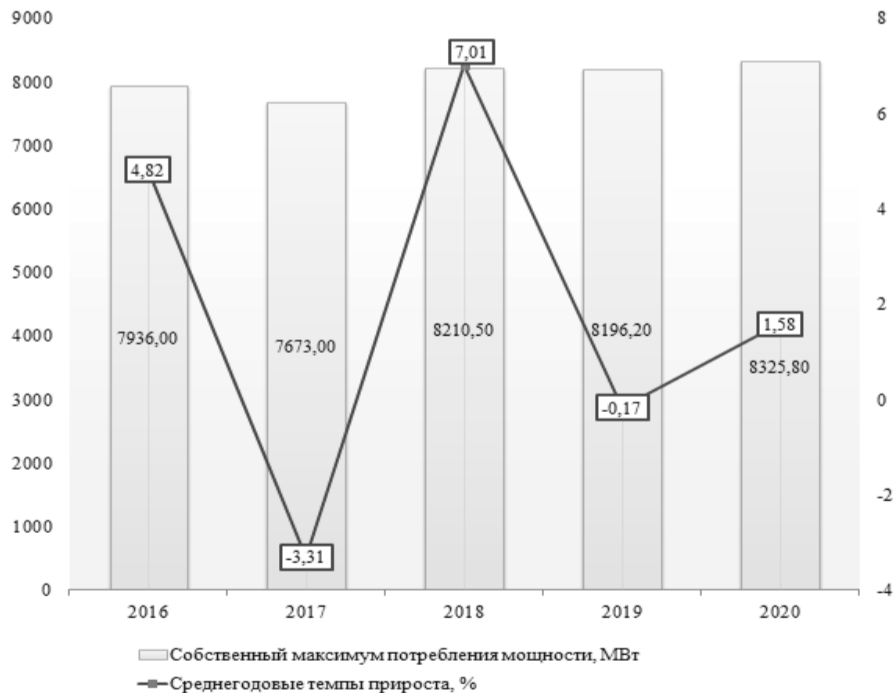


Рисунок 2.7.1. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Иркутской области

2.8. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основными группами потребителей

Тепловое хозяйство Иркутской области по состоянию на 2020 год представлено следующими объектами:  
 – 11 ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»;  
 – 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 2016-2020 гг. представлена в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1. Структура отпуска тепловой энергии в Иркутской области за период 2016-2020 гг., млн Гкал.

Источник тепловой энергии	2016	2017	2018	2019	2020
Отпуск всего, в т.ч.:	40,40	39,60	38,23	38,17	37,69
ООО «Байкальская энергетическая компания»	20,30	19,97	20,99	20,67	20,28
ТЭС «Группа Илим» и ООО «Теплоснабжение»	6,86	6,63	4,46	4,46	4,46
Котельные и ТУУ	13,30	13,00	12,82	13,04	12,95

Источниками тепловой энергии в Иркутской области в 2020 году отпущено 37,69 млн. Гкал. За рассматриваемый период 2016-2020 гг. снижение потребления тепла составило 6,7%. Динамика потребления тепловой энергии в Иркутской области, разделенная на группы потребителей ООО «Байкальская энергетическая компания», представлена в таблице 2.8.2.

Таблица 2.8.2. Динамика потребления тепловой энергии потребителями ООО «Байкальская энергетическая компания» за 2016-2020 гг.

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Объем потребления теплотенергии, тыс. Гкал	18953,10	18653,00	19697,80	19346,80	18254,90
Объем потребления теплотенергии в органах государственной власти и государственных учреждениях, тыс. Гкал	1555,10	1527,20	1650,90	1475,20	1456,25
Объем потребления теплотенергии в многоквартирных домах, тыс. Гкал	8796,90	8737,40	8572,20	9033,90	9094,75
Объем потребления теплотенергии промышленными и прочими потребителями, тыс. Гкал	6236,60	6091,50	7146,90	8260,90	7703,90

По представленным данным видно, что потребление тепловой энергии за рассматриваемый период снизилось на 3,68%. Наибольшее увеличение потребления касается группы промышленных потребителей и составляет 23,5%. Тепловая потребность населения увеличилась на 3,39% по сравнению с 2016 годом.

Динамика отпуска тепловой энергии источником теплоснабжения ООО «Теплоснабжение» представлена в таблице 2.8.3.

Таблица 2.8.3. Динамика отпуска тепловой энергии ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» за 2016-2020 гг.

Показатель	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Установленная мощность	Гкал/ч	421,85	421,85	390,4	292,8	292,8
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	58,53	56,4	66,89	60,61	60,61
Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	175864	163123	156059	150974	150974

Динамика потребления тепловой энергии от котельных, в виде прироста/уменьшения присоединенной нагрузки, представлена в таблице 2.8.4, 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, в том числе на источники комбинированной выработки ООО «Байкальская энергетическая компания».

Присоединенная нагрузка ООО «Байкальская энергетическая компания» в 2020 году составила:

- по г. Иркутск - 1852,8 Гкал/ч;
- по г. Ангарск - 2356,2 Гкал/ч;
- по г. Братск - 1188,5 Гкал/ч;
- по г. Усть-Илимск - 943,7 Гкал/ч;
- по г. Зима - 440,3 Гкал/ч;
- по г. Усолье-Сибирское - 407,8 Гкал/ч;
- по г. Шелехов - 270,0 Гкал/ч;
- по г. Железногорск-Илимский - 182,3 Гкал/ч;
- по г. Черемхово - 147,4 Гкал/ч.

Таблица 2.8.4. Динамика потребления тепловой энергии от котельных

№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч				Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	2020	
1	г. Братск	109,40	109,40	109,39	109,39	-0,01%
2	г. Зима	31,07	29,76	31,03	31,03	-0,13%
3	г. Иркутск	799,50	666,8	774,28	800,1	0,08%
4	г. Саянск	0	0	0	0	
5	г. Свирск	50,19	50,19	49,343	49,34	-1,69%
6	г. Тулун	80,02	80,02	80,02	80,9	1,10%
7	г. Усолье-Сибирское	н/д	н/д	н/д	н/д	
8	г. Усть-Илимск	9,25	1,06	1,16	1,2	-87,03%
9	г. Черемхово	12,95	12,95	12,7	11,7	-9,65%
10	Ангарский район	3,41	3,30	3,42	3,42	0,29%
11	Балаганский район	6,13	6,95	7,639	7,64	24,63%
12	Бодайбинский район	83,44	80,40	74,99	74,99	-10,13%
13	Братский район	68,33	68,30	69,239	69,23	1,32%
14	Жигаловский район	6,15	6,15	4,2	4,2	-31,71%
15	Заларинский район	34,64	35,42	36,639	36,64	5,77%
16	Зиминский район	5,68	7,99	7,046	7,04	23,94%
17	Иркутский район	42,66	42,66	42,66	42,66	0,00%
18	Казачинско-Ленский район	41,31	35,50	35,588	35,59	-13,85%
19	Катангский район	4,40	4,40	4,40	4,4	0,00%
20	Качугский район	12,69	12,69	12,685	12,68	-0,08%
21	Киренский район	32,68	19,40	44,70	44,7	36,78%
22	Куйтунский район	26,60	26,60	26,10	26,1	-1,88%
23	Мамско-Чуйский район	17,76	17,76	16,64	16,64	-6,31%
24	Нижнеилимский район	67,16	60,19	100,57	100,57	49,75%
25	Нижнеудинский район	129,60	89,60	90,881	90,88	-29,88%
26	Ольхонский район	12,11	12,11	12,511	12,51	3,30%
27	Слюдянский район	156,30	156,3	58,395	58,39	-62,64%
28	Тайшетский район	95,56	101,3	93,112	93,11	-2,56%
29	Тулунский район	19,28	21,19	18,588	18,58	-3,63%
30	Усольский район	50,76	50,76	77,586	77,58	52,84%
31	Усть-Илимский район	38,25	38,25	55,8	55,8	45,88%
32	Усть-Кутский район	184,30	184,3	183,09	183,09	-0,66%
33	Усть-Удинский район	9,29	9,09	12	12	29,17%
34	Черемховский район	33,53	33,53	33,53	33,53	0,00%
35	Чунский район	39,99	39,99	44,595	44,59	11,50%
36	Шелеховский район	5,25	9,48	4,366	4,36	-16,95%
37	Аларский район	9,01	9,01	10,38	10,38	15,21%
38	Баяндаевский район	3,81	3,81	3,807	3,8	-0,26%
39	Боханский район	10,4	10,4	10,4	10,4	

№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч				Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	2020	
	Всего:	2381,46	2184,79	2291,3	2316,97	

Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в период 2016-2020 гг. представлена в таблице 2.8.5.

Таблица 2.8.5. Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в 2016-2020 гг., млн Гкал

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020
Обрабатывающие производства	17,2	18,1	18,5	18,6	18,61
Добыча полезных ископаемых	0,45	0,59	0,6	0,62	0,6
Прочие потребители	2,8	2,4	2,6	4,285	4,08
Итого промышленность	20,5	21,1	21,7	23,35	23,29
Население	10,6	10,3	10,5	10,88	10,7
Коммунально-бытовые нужды	4,5	3,6	3,7	3,787	3,7
Итого ЖКХ	15,1	13,9	14,2	14,667	14,4
Потребление тепловой энергии, всего	35,6	35	35,9	38,017	37,69

Потребление тепла промышленностью в период 2016-2020 гг. увеличилось на 13,6 %. Общее потребление Иркутской области возросло на 5,9 %.

В соответствии с представленными данными опросных листов, форм статистической отчетности 1-ТЕП, 4-ТЭР, 6-ТП, данных схем теплоснабжения муниципальных образований собраны данные по отпуску тепловой энергии, потреблению топлива, установленной мощности по отдельным источникам тепловой энергии Иркутской области, включая ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания» - представлены в таблицах 2.8.6 - 2.8.8.

Таблица 2.8.6. Данные по отпуску тепловой энергии источниками тепловой энергии

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии всего, Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
Аларский	Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	9804	9804		
Баяндаевский	с.Баяндай	Центральная котельная	2800	2800		
	с.Ользоны	Средняя школа	1200	1200		
	с.Хогот	Средняя школа	1040	1040		
	д.Загатуй	Средняя школа	1000	1000		
	с.Нагалык	Средняя школа	1000	1000		
	с.Хадай	Средняя школа	800	800		
	с.Байша	Основная школа	600	600		
	с.Васильевск	Средняя школа	600	600		
	с.Тургеньевка	Средняя школа	600	600		
	д.Люры	Средняя школа	260	260		
	с.Покровка	Средняя школа	260	260		
	с.Баяндай	Детский сад №2	200	200		
	с.Ользоны	Детский сад	200	200		
	с.Хогот	Участковая больница	200	200		
Бодайбинский	Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентральный»	14514	13816	178	521
	Жукинское СП	МУП «Тепловодоснабжение п.Перевоз»	10894	9611		1283
Боханский	МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	6386	2100		4286
	МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	6217	6217		
Братский	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6	3341185	1398542	1363874	578768
	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ)	1118596	468218	456612	193766
	г. Братск	ООО «АТК»	266427	212931		53495
	г. Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	9800	5400		4400
ГО г. Ангарск	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-9	2222589	930324	907262	385002
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок № 1 ТЭЦ-9	1161254	306495	618474	236285
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10	327724	86498	174543	66683
ГО г. Зима	г. Зима	ООО «Комфорт-Сити»	20872	18399	332	2141
ГО г. Иркутск	г. Иркутск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Иркутская ТЭЦ	5220875	4162088		1058787
	г. Иркутск	АО «Байкалэнерго»	988957	912558	76399	
	г. Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	557780	557780		
	г. Иркутск	МУП «ТеплоЭнерго-Сервис г.Иркутска»	112700	112700		
ГО г. Саянск	г. Саянск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Зиминская ТЭЦ	1426372	341011	767042	318319
	г. Саянск	МУП «Саянское теплоэнергетическое предприятие»	416817	322306	36989	57523
ГО г. Усолье-Сибирское	г. Усолье-Сибирское	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11	719395	467983	0	251413
ГО г. Черемхово	г. Черемхово	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-12	285520	198685	0	86835
Жигаловский	п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	13976	13668		307
Зиминский	г. Зима	ООО «Комфорт-Сити»	49649	42142	792	6715
	с.Басалаевка	ООО «Тепловик»	5554	5069		485
	п.Ц.Хазан	ГБПОУ ИО «ПУ №39 п.Ц.Хазан»	4398	4398		
		ЖСК № 20 (г.Иркутск) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	4240	4240		
	с.Кимильтей	ООО «Водоканал»	3447	3364		83
	с.Батама	ООО «МБА-Теплоэнерго»	2238	2238		

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии всего, Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
Катангский	Катангское МО	МУП «Катангская ТЭК»	6045	5650		395
	Ербогачевское МО	МУП «Ербогачевское»	5884	5884		
Куйтунский	р.п.Куйтун	ИП Байрамов Г.И.	0			
	р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	0			
	с.Кундуй	КФХ Верхозин А.С.	0			
	с.Каразей	ИП Кузнецова А.В.	0			
	с.Чеботариха	ИП Майоров В.К.	0			
МО г. Усть-Илимск	г. Усть-Илимск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Усть-Илимская ТЭЦ	1200517	588457	253301	358758
	г. Железногорск-Илимский	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-16	389143	154679	146692	87772
Нижеилимский	п.Семигорск	МУП «УК Коммунальные услуги»	717	717		
	Шумское	ООО «Теплосервис»	1982	1982		
Нижеудинский	Атагай	ООО «Теплосервис»	1389	1389		
	Костино	Котельная ЛТЦ-1	866	853		13
	Шебертинское МО	Котельная ЛТЦ-1	866	853		13
	с.Худоеланское	ООО «Теплосервис»	682	682		
	Ольхонский	Ольхонское МО	ООО «Теплостроительная компания Ольхон»	5688	5688	
Ольхонский	Ольхонское МО	ООО «Тепловик +»	1325	1325		
	Слюдянский	Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	158855	137787	
Слюдянский	г. Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	150974	124503	4707	21764
	Утулик	ООО «УЖСК»	1400	1400		
Тайшетский	г. Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	226209	158611		67598
	г. Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	46475	46475		
	г. Тайшет	Общество с ограниченной ответственностью «Жилищно-коммунальное хозяйство»	8767	8564		203
	г. Тайшет	ООО «Маяк»	7529	6483		1046
	г. Тайшет	МУП «ВиТ»	4183	4183		
	Тулунский	г. Тулун	МУСХП «Центральное»	19983	10647	
Усольский	с.Сосновка	ООО «ТК «Белая»	1012	988		23
	Верхнемарковское МО	МУП «ЖКХ Верхнемарковское»	20148	16558	392	3197
Усть-Кутское	Нийское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	23687	13252	5256	5178
	Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	17628	17516		112
	Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	7457	6861		596
	Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	1235	1077		158
	Ручейское МО	МУП «ЖКХ Ручейское»	1141	1098		43
	Черемховский	Черемхово	ООО «СТЭК-М»	65046	61794	
Черемховский	Черемхово	ООО «ЖКХ»	21247	20274		973
	Чунский	р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	83071	74930	
р.п. Чунский		ООО «Лесогорская Котельная»	28980	26705		2276
р.п. Чунский		ИП Рубанкова	1335	1335		
р.п. Чунский		ООО «ТеплоСервис»	457	259		198
Шелеховский	г. Шелехов	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	5436399	3599243	0	1837156

В структуре потребления тепловой энергии за рассматриваемый период значительных изменений не произошло. Доля промышленности увеличилась и в 2020 году достигла 61,8%, при этом сокращение доли теплопотребления непромышленных предприятий сократилась с 11,2 % в 2019 году до 10,8% в 2020 году. Доля потребления тепловой энергии населением в общей структуре теплопотребления уменьшилась и в 2020 году составила 28,4 %, доля коммунальной сферы уменьшилась и на конец рассматриваемого периода составила 9,8 %. Детализированная структура отпусков тепловой энергии по итогам 2020 года от источников ООО «Байкальская энергетическая компания» представлена далее в таблицах 2.8.7 и 2.8.8.

Таблица 2.8.7. Структура отпусков тепловой энергии от источников ООО «Байкальская энергетическая компания» по видам теплоносителя

Наименование источника тепловой энергии	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла с хим. обессоленной водой, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.6-9 + ст.10), Гкал	В т.ч. за счет когенерации (от ст.11), Гкал
	пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар			
Уч. №1 ТЭЦ-9	0	124399	1091487	32813	51630	1300329	705100
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	60194					554016	614210
ТЭЦ-6	42	1191386			1229449	2420877	1954868
ТЭЦ-9		16955	1122495	111673	239754	4670047	3960684
ТЭЦ-10					366973	366973	361717
ТЭЦ-11					905089	905089	874176
ТЭЦ-12					338485	338485	236747
ТЭЦ-16	28691				449749	478440	404727
Н-ИТЭЦ		29824		112334	4783102	4925260	4388144
У-ИТЭЦ		119292			99828	1353161	1572281
Н-ЗТЭЦ		307655	315489	30078	24274	790765	1468261
ТИИТС ТЭЦ-6	62265				1156127	1218392	365319

Таблица 2.8.8. Структура отпусков тепловой энергии от источников ООО «Байкальская энергетическая компания» по группам потребителей

Наименование источника тепловой энергии	Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее
Уч. №1 ТЭЦ-9	306 495	618 474	236 285
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	234 050	120 067	247 016
ТЭЦ-6	1 398 542	1 363 874	578 768
ТЭЦ-9	930 324	907 262	385 002
ТЭЦ-10	86 498	174 543	66 683
ТЭЦ-11	467 983	0	251 413
ТЭЦ-12	198 685	0	86 835
ТЭЦ-16	154 679	146 692	87 772
Н-ИТЭЦ	3 599 243	0	1 837 156
У-ИТЭЦ	588 457	253 301	358 758
Н-ЗТЭЦ	341 011	767 042	318 319
ТИИТС ТЭЦ-6	468 218	456 612	193 766

На основании представленных данных по потреблению топлива за 2020 год сформированы показатели потребления топлива источниками выработки тепловой энергии - таблица 2.8.9.

Таблица 2.8.9. Данные по расходу топлива источниками тепловой энергии

Район	Населенный пункт	Источник/ТСО	Потребление топлива всего, т.т.	Природный газ, т.т.	Мазут, т.т.	Дизельное топливо, т.т.	Уголь, т.т.	Прочее, т.т.	
Аларский	Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	1 158,3				1 158,3		
	с.Бадагуй	Средняя школа	5,2					5,2	
	с.Тургеньевка	Детский сад	33,6					33,6	
	с.Ользоны	Участковая больница	34,6					34,6	
	с.Баяндай	Детский сад №2	47,5				47,5		
	с.Ользоны	Детский сад	47,5				47,5		
	с.Покровка	Средняя школа	50,2					50,2	
	с.Васильевск	Средняя школа	53,5				53,5		
	д.Кокорино	Основная школа	70,0					70	
	с.Хогот	Участковая больница	90,0				90,0		
	д.Люры	Средняя школа	96,0					96	
	с.Половинка	Средняя школа	109,6					109,6	
	с.Байша	Основная школа	118,8				118,8		
	с.Нагалык	Средняя школа	118,8				118,8		
	с.Хадай	Средняя школа	118,8				118,8		
Баяндаевский	с.Тургеньевка	Средняя школа	136,6				136,6		
	с.Хогот	Средняя школа	165,1				165,1		
	с.Ользоны	Средняя школа	166,3				166,3		
	д.Загатуй	Средняя школа	207,9				207,9		
	с.Баяндай	Центральная котельная	1 069,2				1 069,2		
	Бодайбинский	Жукинское СП	МУП «Тепловодоснабжение п.Перевоз»	2 782,4					2 782,4
		Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентральный»	3 622,5					3 622,45
	Боханский	МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	1 179,0				1 179,0	
		МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	1 727,0				1 727,0	
	Братский	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6	182 955,0		421		182 534,0	
		г. Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	1 971,0				567,0	1404
		г. Братск	ООО «АТК»	49 143,0				49 143,0	
	ГО г. Ангарск	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6	549 684,0		665		549 019,0	
		г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок № 1 ТЭЦ-9	267 972,0		119		267 853,0	
		г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-9	1 314 102,0		1 325		1 312 777,0	
ГО г. Зима	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10	1 266 233,0		2 279		1 263 954,0		
	г. Зима	ООО «Комфорт-Сити»	6 489,5				6 489,5		
ГО г. Иркутск	г. Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	99 950,0		27090		72 860,0		
	г. Иркутск	АО «Байкалэнерго»	281 313,0		5036		276 277,0		
ГО г. Саянск	г. Иркутск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Иркутская ТЭЦ	1 252 108,0		1 935		1 250 173,0		
	г. Саянск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Зиминская ТЭЦ	531 439,0		522		530 917,0		
ГО г. Усолье-Сибирское	г. Усолье-Сибирское	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11	416 816,0		760		416 056,0		
ГО г. Черемхово	г. Черемхово	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-12	65 433,0				65 433,0		
Жигаловский	п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	2 771,7	1283,88			496,0	991,88	
Зиминский	с.Кимильтей	ООО «Водоканал»	240,7				240,7		
	с.Батама	ООО «МБА-Теплоэнерго»	424,2				424,2		
	п.Ц.Хазан	ГБПОУ ИО «ПУ №39 п.Ц.Хазан»	1 068,0				1 068,0		
		ЖСК № 20 (г.Иркутск) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	1 369,0				1 369,0		
	с.Басалаевка	ООО «Тепловик»	1 564,7				1 564,7		
Катангский	г. Зима	ООО «Комфорт-Сити»	14 173,3				14 173,3		
	Катангское МО	МУП «Катангская ТЭК»	1 534,0					1533,95	
МО г. Усть-Илимск	г. Усть-Илимск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Усть-Илимская ТЭЦ	402 072,0		283		401 789,0		
	г. Железногорск-Илимский	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-16	94 569,0		148		94 421,0		
Нижнеудинский	с.Худоеланское	ООО «Теплосервис»	160,8				160,8		
	Костино	Котельная ЛТЦ-1	242,1				242,1		
	Шебертинское МО	Котельная ЛТЦ-1	323,7				323,7		
	Атагай	ООО «Теплосервис»	423,5				423,5		
	Шумское	ООО «Теплосервис»	521,3				521,3		
Ольхонский	Ольхонское МО	ООО «Теплостроительная компания Ольхон»	647,9				647,9		
	Ольхонское МО	ООО «Тепловик +»	2 202,0				2 202,0		
Слюдянский	Утулик	ООО «УЖСК»	106,9				106,9		
	Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	32 082,2				31 230,6	851,6	
Тайшетский	г. Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	53 906,0		109		53 797,0		
	г. Тайшет	МУП «ВиТ»	1 543,0				1 327,8	215,2	
	г. Тайшет	ООО «Маяк»	2 161,6				2 161,6		
	г. Тайшет	Общество с ограниченной ответственностью «Жилищно-коммунальное хозяйство»	5 643,2					5643,2	
	г. Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	13 916,4				13 916,4		
Тулунский	г. Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	51 365,0				51 365,0		
	г. Тулун	ООО «Теплосервис»	144,7				144,7		
	г. Тулун	МУП «Афанасьевское»	227,2				227,2		
Усольский	г. Тулун	МУСХП «Центральное»	5 725,0				5 725,0		
	с.Сосновка	ООО «ТК «Белая»	349,2					349,2	
Усть-Кутский	Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	314,0				314,0		
	Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	1 832,0				1 832,0		
	Верхнемарковское МО	МУП «ЖКХ Верхнемарковское»	3 103,0	3103					
	Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	4 304,0					4304	
Черемховский	Нийское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	4 971,8				4 971,8		
	Черемхово	ООО «ЖКХ»	5 144,4					5144,42	
Чунский	Черемхово	ООО «СТЭК-М»	19 672,0					19671,99	
	р.п. Чунский	ООО «ТеплоСервис»	263,9					263,9	
	р.п. Чунский	ИП Рубанкова	278,3					278,3	
	р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	5 503,0				5 503,0		
Шелеховский	р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	16 205,4				16 205,4		
	г. Шелехов	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	121 238,0		160		121 078,0		

На основании актуализированных данных от ООО «Байкальская энергетическая компания» по фактически сложившимся показателям по итогам 2020 года выполнено сравнение нормативных показателей потребления топлива и удельного расхода с фактическими показателями представлено далее в таблице 2.8.10 и 2.8.11.

Таблица 2.8.10. Сравнение нормативных и фактических показателей расхода топлива на ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания» на 2020 год

Наименование источника тепловой энергии	Расход топлива на отпуск энергоресурсов, т.т. в год			
	Электроэнергия		Тепловая энергия	
	норматив	факт	норматив	факт
Уч. №1 ТЭЦ-9	46 590	46 590	245 335	245 335
ТЭЦ-5	22 706	22 706	92 412	92 412
ТЭЦ-6	171 949	171 977	361 003	361 027
ТЭЦ-9	469 894	473 775	688 579	691 942
ТЭЦ-10	1 135 137	1 137 656	61 539	61 582
ТЭЦ-11	244 172	243 926	153 011	152 850
ТЭЦ-12	13 809	13 898	48 964	48 873
ТЭЦ-16	19 646	19 646	70 278	70 248
Н-ИТЭЦ	633 476	634 433	637 022	637 595
У-ИТЭЦ	172 523	172 564	214 804	214 920
Н-ЗТЭЦ	328 833	328 778	216 649	216 638
ТИИТС ТЭЦ-6	13 263	13 271	193 414	193 521
Всего:	3 271 998	3 279 220	2 983 010	2 986 943

Таблица 2.8.11. Сравнение нормативных и фактических показателей удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии и теплоэнергии ООО «Байкальская энергетическая компания» на 2020 год

Наименование источника тепловой энергии	Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии		Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	
	норматив г.т./кВт*ч	факт г.т./кВт*ч	норматив кг.т./Гкал	факт кг.т./Гкал
Уч. №1 ТЭЦ-9	753,92	753,92	188,67	188,67
ТЭЦ-5	476,96	476,96	150,46	150,46
ТЭЦ-6	339,19	339,25	149,12	149,13
ТЭЦ-9	334,39	337,15	147,45	148,17
ТЭЦ-10	406,24	407,14	167,69	167,81
ТЭЦ-11	444,00	443,56	169,06	168,88
ТЭЦ-12	417,81	420,50	144,66	144,39
ТЭЦ-16	434,52	434,52	146,89	146,83
Н-ИТЭЦ	281,79	282,22	129,34	129,45
У-ИТЭЦ	297,77	297,84	136,62	136,69

Наименование источника тепловой энергии	Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии		Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	
	норматив г.т./кВт*ч	факт г.т./кВт*ч	норматив кг.т./Гкал	факт кг.т./Гкал
Н-ЗТЭЦ	361,08	361,02	147,55	147,55
ТИИТС ТЭЦ-6	422,59	422,84	158,75	158,83

В таблице 2.8.12 приведена информация об установленной мощности источников тепловой энергии.

Таблица 2.8.12. Сведения об установленной мощности источников тепловой энергии

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	КВ Нефтяников	4	2
Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	ЦРБ	3	4
д.Загатуй	Средняя школа	Котельная	2	1,04
д.Кокорино	Основная школа	Котельная	н/д	н/д
д.Люры	Средняя школа	Котельная	н/д	н/д
с.Бадагуй	Средняя школа	Котельная	н/д	н/д
с.Байша	Основная школа	Котельная	3	0,6
с.Баяндай	Центральная котельная	Котельная	2	3,6
с.Баяндай	Детский сад №2	Котельная	2	0,172
с.Баяндай	Больница	Котельная	3	1,02
с.Васильевск	Средняя школа	Котельная	2	0,64
с.Нагалык	Средняя школа	Котельная	2	1,04
с.Ользоны	Средняя школа	Котельная	2	1,04
с.Ользоны	Детский сад	Котельная	1	0,17
с.Ользоны	Участковая больница	Котельная	н/д	н/д
с.Покровка	Средняя школа	Котельная	н/д	н/д
с.Половинка	Средняя школа	Котельная	н/д	н/д

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
с.Тургеньевка	Средняя школа	Котельная	3	0,6
с.Тургеньевка	Детский сад	Котельная	н/д	н/д
с.Хадай	Средняя школа	Котельная	2	0,64
с.Хогот	Средняя школа	Котельная	2	1,04
с.Хогот	Участковая больница	Котельная	1	0,34
Жукинское СП	МУП «Тепловодоснабжение п.Перевоз»	БМК	3	6
Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентральный»	БМК ул.Заречная, 8а	3	6
МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	Котельная «Центральная»	4	4,5
МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	Котельная ЦРБ	3	3,98
МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	Котельная ДС	2	1
МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	Котельная СХТ	2	2
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Тарасинская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Дундайская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Укырская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Тарасинский д.сад	1	0,086
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Середкинская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Середкинский д.сад	1	0,086
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Казачинский д.сад	1	0,086
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Н-Идинский д.сад	1	0,086
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Олонская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	В-Идинская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Беретская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Казачинская СОШ	1	0,344
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-6	10	1910
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-7	9	462,6
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Районная Галатчинская котельная	5	404,95
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (БМК)	6	23,65
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Электрокотельная «Гидростроитель»	8	62
г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	Котельная по ул. Геофизической	1	1,1
г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	Котельная «Братское взморье»	2	2,31
г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	Котельная ж.р. Порожский, ул. Морская	1	0,32
г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	Котельная Школы 17	1	0,05
г.Братск	ООО «АТК»	Котельная-Сибтепломаш, г. Братск	5	148,8
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-6	5	873
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ)	2	81
г.Ангарск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Участок №1 ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»	3	829,87
г.Ангарск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-10	8	563
г.Ангарск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-9	8	2402,5
г.Зима	ООО «Комфорт-Сити»	Котельная №1, 3, 4, 7, 8, 9, 12, 13	26	43,88
г.Иркутск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Ново-Иркутская ТЭЦ	6	1729,1
г.Иркутск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ЭК «Ново-Ленино»	21	156,52
г.Иркутск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ЭК «Байкальская»	6	51,6
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «НЧИ-4», ул. Иртышская, 5	7	5,72
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная Северного промузла (КСПУ), ул. Розы Люксембург, 216	5	225
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Электрокотельная п. Вересовка	4	0,775
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «ИЗО»	3	10,08
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. 1 Московская, 1	3	16,2
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	отельная «Комбинат Иркут», ул. Шахтерская 22	7	4,33
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная, ул. Воровского, 18а	4	4,03
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «Школа №20», ул. Дорожная, 29а	2	0,448
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная по ул. 4-я Советская, 1а	5	2,125
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ДИБ АО «Байкалэнерго» по ул. Маршала Конева, 90	1	0,56
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Радищева, 67	4	3,7
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Вьюжная, 2	8	7,06
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Напольная, 90	3	17,43
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Нестерова, 14	3	2,1
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Нестерова, 32	4	3,9
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Зимняя, 6	6	7,25
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «Сварщик» ул. Освобождения, 58	6	8,25
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Ленская, 6	10	7,26
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Баррикад, 145	7	9
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Баррикад, 159	8	9,03
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «Школа № 73», ул. Радищева, 132	2	0,634
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная завода ООО «Стройдеталь», ул. Черского, 1	2	16,9
г.Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	котельная ИАЗ №1	1	15
г.Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	котельная ИАЗ №2	6	160
г.Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	котельная ИАЗ №3	6	105
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	котельная ОАО «Мясокомбинат «Иркутский», Полярная, 97	5	57,06
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	электрокотельная пос.Искра	4	13,76
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	котельная №225 мкр.«Зеленый»	3	42,3
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	котельная №226 мкр.«Зеленый»	4	36,4
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	котельная ул.Каштаковская 21	4	4,765
г.Иркутск		Котельная ООО «ЧТЗ – Сервис» Тракторная, 4	2	1,4

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Иркутск		Котельная ФГУ Научно-производственное геологическое предприятие «Иркутскгеофизика», ул. Олонская, 6	2	0,06
г.Иркутск		Котельная ООО «Максимовский карьер 2010» (бывшая котельная ОАО «Иркутский керамический завод»)	4	14,5
г.Иркутск		Котельная УПТОК «Сосновгеология» ул. Тракторная, 9	3	4,27
г.Иркутск		Котельная ООО «Бакаля», ул. Тракторная, 1	2	2,15
г.Иркутск		Котельная ООО «Иркутскпромстрой» ул. Тракторная, 18	3	12,8
г.Иркутск		СП Ленинский хлебокомбинат, ул. Тухачевского, 19	2	1,688
г.Иркутск		ОАО «РЭУ» улица Батарейная, 51	3	10,8
г.Иркутск		Котельная ООО «Профи» ул. Блюхера	1	0,86
г.Иркутск		Котельная ОАО «ВЖД» вагонно-ремонтное депо «Иркутск-Сортировочный»	3	10,8
г.Иркутск		Котельная ОАО «РЖД», ремонтно-локомотивное депо ТЧ-5 ст. «Иркутск-Сортировочный», Вокзальная, 8	3	10,8
г.Иркутск		Котельная СМТ «Стройиндустрия» филиала ОАО «РЖД» ст. Заводская, 1	2	2,15
г.Иркутск		Котельная СМТ «Стройиндустрия» филиала ОАО «РЖД» ст. Тракторная, 30	3	13,46
г.Иркутск		Котельная ООО «ИТЛК» ул. Розы Люксембург, 180	4	4
г.Иркутск		Котельная ОАО «Иркутский завод нерудных материалов» ул. Курганская, 32	3	1,82
г.Иркутск		Котельная ООО «Стройтехник» ул. Полярная, 207а	1	0,69
г.Иркутск		Котельная ООО «Иркутскнефтепродукт» ул. Полярная, 199	2	5,93
г.Иркутск		Котельная ОАО «Иркутская маслосырбаза» ул. Воровского, 29	2	2,8
г.Иркутск		Котельная ЗАО «Иркутскрайопторг», ул. О. Кошевого, 65	6	7,8
г.Иркутск	ООО «Иркутский промкомбинат облпотребсоюза»	Котельная ООО «Ирблпотребсоюз» ул. О. Кошевого, 61	1	0,01
г.Иркутск		Котельная ФГУП «НПО Микроген» МЗ РФ, ул. 3-я Летчиков, 1А	3	2,58
г.Иркутск	ФГУП «ВГТРК» Иркутск	Котельная ФГУП «ВГТРК» ул. 4-я Советская, 1	5	3,35
г.Иркутск		Котельная «ОМОН ГУВД» ул. Коммунистическая, 29	2	0,68
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Альтаир» ул. Ширямова, 2	7	2,233
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Альфа» ул. Ширямова, 2	2	0,48
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Феникс» ул. Ширямова, 2	2	0,344
г.Иркутск		Котельная завода ЖБИ ОАО «Сибвиастрой», ул. Ширямова, 101	2	4,5
г.Иркутск		Котельная ОАО «Международный аэропорт Иркутск» ул. Ширямова, 13	2	4,6
г.Иркутск		Электрокотельная ОАО «Молоко» ул. Байкальская, 265	3	6,45
г.Иркутск		Котельная ОАО «РЭУ» ул. Ширямова, 13	2	0,77
г.Иркутск		Котельная Иркутского завода сбор. ж-бетона, ул. Старокузьминская, 91	5	24,2
г.Иркутск		Котельная АО «Клинический курорт «Ангара», ул. 2-ая Железнодорожная, 4	3	7,914
г.Иркутск		Котельная ООО «Паллада», ул. Набережная Иркутта, 1	3	0,258
г.Иркутск		Электрокотельная ВСРП «Иркутская рем.-эспл. база флота» п. Затон	1	0,258
г.Иркутск		Котельная ООО кондитерская фабрика «Ангара» ул. Ангарская, 22	2	3,6
г.Иркутск		Котельная ОАО «Стек» ул. Шевцова, 10	2	0,516
г.Иркутск		Котельная Автоколонны 1880, ул. Рабочего штаба, 59	2	1,12
г.Иркутск		Котельная «Почта России» ул. Мельничная, 4	1	0,69
г.Иркутск		Котельная ООО «Иркутск-люда», ул. Рабочего Штаба, 91	2	2,4
г.Иркутск		Котельная ООО «Атэк», ул. Челябинская, 25	3	5,876
г.Иркутск		Котельная ООО «ТРООДОС», ул. Рабочего Штаба, 35	1	0,6
г.Иркутск		Котельная ООО «Вариант», ул. М. Якутская, 19	3	1,785
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Ремонтно-монтажный комбинат Иркутского облпотребсоюза» ул. Каштаковская, 1	2	0,088
г.Иркутск		Электрокотельная, рынок Покровский ул. Челябинская, 27а	5	0,1
г.Иркутск		Котельная ОАО «Иркутский завод дорожных машин», ул. Петрова, 44	2	2,24
г.Иркутск		Котельная «Белое созвездие», ул. Петрова, 18	2	0,7
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Специальная коррекционная общеобразовательная школа VIII вида №14» ул. Фрунзе, 16	4	0,602
г.Иркутск		Электрокотельная ОАО «Иркутскавтодор» ул. Рабочего штаба, 138	3	0,3
г.Иркутск		Котельная ОАО «Востоклесторг», п. Топка	2	0,102
г.Иркутск	ФКУ ИК-3 ГУФСИН России по Иркутской области	Котельная Исправительная колония №38/1, ул. Баррикад, 63	8	7,2
г.Иркутск		Котельная МОУ ДОД ДЮСШ №3, ул. Каштаковская, 54	1	0,086
г.Иркутск		Котельная ООО «Промкомбинат Иркутского облпотребсоюза», ул. Напольная, 57б	2	1,204



Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Иркутск		Электростанция ООО «Ремонтно-Монтажный комбинат Иркутского Облпотребсоюза», ул. Каштаковская, 53	3	0,078
г.Иркутск		Электростанция ЗАО «ГрегориМоторс», ул. Баррикад, 24	4	0,516
г.Иркутск		Котельная ЖЭ(К)О № 10 г. Иркутска филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ЦВО	6	3,954
г.Саянск	МУП «Саянское теплоэнергетическое предприятие»	н/д	н/д	н/д
г.Саянск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Ново-Зиминская ТЭЦ	6	818,7
г.Усолье-Сибирское	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-11	11	1056,9
г.Усть-Илимск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Усть-Илимская ТЭЦ	6	1015
г.Черемхово	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-12	2	190
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Центральная»	2	0,43
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Школа 1»	4	1,55
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Модульная газовая котельная «Якорек»	2	0,189
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Геолог»	2	2,752
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Рудовка»	3	2,116
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Больница»	3	0,447
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Подстанция»	2	0,43
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Почта»	2	1,3
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «СХУ»	1	0,09
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Администрация»	3	0,813
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Тутура»	2	0,6
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Дальняя Загора»	2	0,688
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Петрово»	2	0,344
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Чикан»	5	1,3
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Знаменка»	2	1
п.Ц.Хазан	ООО «Тепловик»	Котельная п.Ц.Хазан	2	1,05
п.Ц.Хазан	ГБПОУ ИО «ПУ №39 п.Ц.Хазан»	Котельная п.Ц.Хазан	2	2,3
с.Басалаевка	ООО «Тепловик»	Котельная с.Басалаевка	2	0,7
с.Батама	ООО «Тепловик»	Котельная с.Батама СОШ	2	1,04
с.Батама	ООО «Тепловик»	Котельная с.Батама больница	2	1,16
с.Батама	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Батама	2	0,215
с.Кимильтей	ООО «Водоканал»	Котельная с.Кимильтей СОШ	2	0,8
с.Кимильтей	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Кимильтей	1	0,052
с.Кимильтей	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Кимильтей	1	0,34
с.Масляногорск	ООО «Тепловик»	Котельная с.Масляногорск СОШ	2	1
с.Масляногорск	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Масляногорск	1	0,26
с.Нововетники	ООО «Тепловик»	Котельная с.Нововетники	2	0,8
с.Перевоз	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Перевоз	1	0,129
с.Покровка	ООО «Тепловик»	Котельная с.Покровка	2	1,04
с.Самара	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Самара	2	0,172
с.Услон	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Услон	1	0,052
с.Филлиповск	ООО «Тепловик»	Котельная с.Филлиповск	2	0,3
	ООО «Тепловик»	Котельная ХПП	2	0,6
	ООО «Тепловик»	Котельная база	2	1,2
	ЖСК № 20 (г.Иркутск) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	Котельная №4 (войсковая часть)	8	6
Ербогачевское МО	МУП «Ербогачевское»	н/д	н/д	н/д
Катангское МО	МУП «Катангская ТЭК»	Котельная №1, 2, 3	7	3,35
п.Игнито	ИП Майоров В.К.	Котельная «Центральная», п. Игнито	5	4
р.п.Куйтун	ИП Байрамов Г.И.	Котельная «Школа №1» р.п. Куйтун	2	2
р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	Котельная «Детский сад «Кадинский», р.п. Куйтун	2	0,64
р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	Котельная «КБО», р.п. Куйтун	2	0,64
р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	Котельная «ЦРБ», р.п. Куйтун	3	1,78
р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	Котельная «МПКХ Центральная», р.п. Куйтун	2	1,6
с.Каразей	ИП Кузнецова А.В.	Котельная «Центральная», с. Каразей	2	1,6
с.Карымск	ООО «Тепловик»	Котельная «Карымск», с.Карымск	3	3,72
с.Кундуй	КФХ Верхозин А.С.	Котельная «Центральная», с. Кундуй	2	1,6
с.Чеботариха	ИП Майоров В.К.	Котельная «Центральная», с. Чеботариха	2	1,6
г.Усть-Илимск	Усть-Илимская ТЭЦ	Усть-Илимская ТЭЦ	24	1021,45
Березняковское МО	ООО «Электрические котельные»	электростанция	4	20,64
Видимское МО		Котельная СОШ	2	1
Видимское МО		Котельная д/с	3	1,5
г.Железногорск-Илимский	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-16	2	249
Коршуновское МО	ООО «Элит»	электростанция	3	15,6
Новоигиринское МО		Киевская №2	3	19,5
Новоигиринское МО		электростанция СОШ	4	0,25
Новоилемское МО		электростанция	4	8,35
п.Семигорск	МУП «УК Коммунальные услуги»	электростанция, ул. Энергетиков, 1А	2	0,28
Радищевское МО		котельная	3	6
Речушинское МО		котельная «Центральная»	4	2
Речушинское МО		котельная «Малая»	2	0,8
Речушинское МО		котельная «Больничная»	3	2,6
Рудногорское МО		котельная «ДКВр»	4	20
Семигорское МО		электростанция	2	0,2
Семигорское МО		электрокотельная Семигорской СОШ	3	0,19
Соцгородское МО		котельная Соцгородской СОШ	2	0,6
Хребтовское МО		котельная СОШ	2	1
Шестаковское МО		котельная	2	1,2
Янгелевское МО		котельная	4	8
г.Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	ТЭЦ г.Байкальск	3	292,8
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Центральная	4	57,4
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Перевал	3	11,193
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Рудо	3	15,211
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Стройка	5	5,1
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная СМП	4	3,6
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Дом ребенка	2	0,676
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Собственная база	2	0,518
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Ростелеком	2	0,598
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Мед. резерв	2	1,04

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Утулик	ООО «УЖСК»	Котельная «№1	1	0,103
г.Тайшет	Общество с ограниченной ответственностью «Жилищно-коммунальное хозяйство»	Котельная №1	4	60
г.Тайшет	МУП «Вит»	Котельная №1	3	1,5
г.Тайшет	МУП «Вит»	Котельная №2	4	4,8
г.Тайшет	ООО «Маяк»	Котельная №1	3	2,7
г.Тайшет	ООО «Маяк»	Котельная №2	2	1,4
г.Тайшет	ООО «Маяк»	Котельная №3	2	1,16
г.Тайшет	ООО «Маяк»	Котельная №4	2	8
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №1	4	56
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №2	4	44,8
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №3	2	7,4
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №4	2	1,7
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №5	1	0,85
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №1	2	37,5
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №2 (ТУСМ)	5	5,5
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №3 (МБЛПУ «Городская больница»)»	3	2,6
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №4 (МКОУСОШ №10)	3	0,415
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №5 (МКОУСОШ №16)	2	1,2
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №6 (ст.Тагул)	3	2,576
с.Сосновка	ООО «ТК «Белая»	Котельная с.Сосновка	2	2
Верхнемарковское МО	ООО «Теплосервис»	Котельная п.Верхнемарково	3	9
Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	Котельная №1	3	6,45
Нийское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	Котельная №1	3	11,9
Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	котельная	2	2,32
Ручейское МО	МУП «ЖКХ Ручейское»	электростанция №1	3	0,258
Ручейское МО	МУП «ЖКХ Ручейское»	электростанция №2	2	0,2
Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	Котельная №1	4	20
Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	Котельная №2	2	0,3
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Алехино	2	2,328
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Голуметь	3	3,017
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Лохово	4	2,414
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Новогородово	2	2
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Олют	2	0,7
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Парфеново	3	1,284
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Рысево	3	1,631
Черемхово	ООО «СТЭК-М»	теплоисточник р.п.Михайловка	3	97,5
р.п. Чунский	ООО «ТеплоСервис»	Котельная №1	2	2
р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	Котельная	4	80
р.п. Чунский	СПХ «Луч»	Котельная №1 с.Бунбуй	3	380
р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	Котельная Лесогорск	3	16,8
р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	Котельная ГИМК	3	3,75
г.Шелехов	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Шелеховский участок филиала ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Иркутская ТЭЦ	3	100

2.9. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе

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 2.9.1.

Таблица 2.9.1. Данные по системам теплоснабжения от котельных крупных муниципальных образований Иркутской области

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	33%	67%
г. Зима	11	45,42	31,03	14,39	32%	68%
г. Иркутск	34	826,3	800,1	26,2	3%	97%
г. Свирск	4	83,28	49,34	33,94	41%	59%
г. Тулун	24	136,34	80,9	55,44	41%	59%
г. Усть-Илимск	3	3,16	1,2	1,96	62%	38%
г. Черемхово	19	30,34	11,7	18,64	61%	39%
Ангарский район	3	8,78	3,42	5,36	61%	39%
Балаганский район	21	11,28	7,64	3,64	32%	68%
Бодайбинский район	22	166,26	74,99	91,27	55%	45%
Братский район	56	132,6	69,23	63,37	48%	52%
Жигаловский район	14	13,3	4,2	9,1	68%	32%
Заларинский район	30	93,94	36,64	57,3	61%	39%
Зиминский район	27	24,23	7,04	17,19	71%	29%
Иркутский район	36	86,61	42,66	43,95	51%	49%
Казачинско-Ленский район	11	49,1	35,59	13,51	28%	72%
Катангский район	8	6,1	4,4	1,7	28%	72%
Качугский район	42	28,81	12,68	16,13	56%	44%
Киренский район	18	71,7	44,7	27	38%	62%
Куйтунский район	44	47,23	26,1	21,13	45%	55%
Мамско-Чуйский район	9	46,92	16,64	30,28	65%	35%
Нижеилимский район	26	176,83	100,57	76,26	43%	57%
Нижеудинский район	79	191,49	90,88	100,61	53%	47%
Ольхонский район	13	15,17	12,51	2,66	18%	82%
Слюдянский район	21	97,96	58,39	39,57	40%	60%
Тайшетский район	63	225,05	93,11	131,94	59%	41%
Тулунский район	38	28,36	18,58	9,78	34%	66%
Усольский район	37	136,13	77,58	58,55	43%	57%
Усть-Илимский район	13	98,84	55,8	43,04	44%	56%
Усть-Кутский район	21	321,7	183,09	138,61	43%	57%
Усть-Удинский район	18	19,3	12	7,3	38%	62%
Черемховский район	23	118,04	33,53	84,51	72%	28%
Чунский район	31	115,57	44,59	70,98	61%	39%
Шелеховский район	16	14,84	4,36	10,48	71%	29%
Аларский район	36	11,7	10,38	1,32	11%	89%
Баяндаевский район	20	12,32	3,8	8,52	69%	31%
Боханский район	32	13,12	10,4	2,72	21%	79%
Нукутский район	22	12,41	5,77	6,64	54%	46%
Осинский район	18	7,89	4,77	3,12	40%	60%
Эхирит-Булагатский район	25	40,29	27,27	13,02	32%	68%
Итого	995	3731,29	2316,97	1414,32	-	-

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 обуславлив

в Ангарском, Жигаловском, Заларинском, Зиминском, Мамско-Чуйском, Тайшетском, Черемховском, Чунском, Шелеховском и Баяндаевском районах, а также в городах Усть-Илимск и Черемхово.

Наиболее крупные промышленные потребители с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия на 2020 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 «Коршунский 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 2.9.2. Наиболее крупные промышленные потребители, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия, 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
Усть-Илимская ТЭЦ (УИТЭЦ)	Паровые нагрузки:	
	ЛПК – АО «Группа Илим»	225
	Горячая вода:	
	г. Усть-Илимск	696,2
ТЭЦ-11	Горячая вода:	
	г. Усолье-Сибирское	400,5
Ново-Зиминская ТЭЦ (НЗТЭЦ)	Паровые нагрузки:	
	Горячая вода:	
Ново-Иркутская ТЭЦ (НИТЭЦ)	Паровые нагрузки:	
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14
	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
	ООО «СибТех»	1,8
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,8
Котельная СПУ	Паровые нагрузки:	
	Спортивно-оздоровительный комплекс НИТЭЦ	0,2
	ООО «БСЭС-агро», ООО «Гурман»	1,1
	Правобережная часть г. Иркутска	1057,2
ТЭЦ-12	Горячая вода:	
	г. Иркутск	349,1
ТЭЦ-16	Паровые нагрузки:	
	Коршунский ГОК	9,5
	Горячая вода:	
ТЭЦ-6, ТИИТС ТЭЦ-6	Паровые нагрузки:	
	сторонние потребители	32,8
	ООО «СКДП»	16,8
	АО Группа «Илим»	424,9
Котельная №1	Горячая вода:	
	АО Группа «Илим»	202,1
Котельная на территории б/о «Юбилейный»	г. Братск	1024,9
	АО «Каравай»	0,65
ТЭЦ-10	б/о «Юбилейный», б/о «Звездный», б/о «Героев Космонавтов»	15,85
	г. Ангарск	1,6
ТЭЦ-9	Паровые нагрузки:	
	АО «АНХК»	197
	Горячая вода:	
	г. Ангарск	1393,5
ТЭЦ-6 (г. Братск)	АО «АНХК»	234
	АО «АЭХК»	117,9
	АО «АНХК»	22
	АО «АНХК»	

В таблице 2.9.3. 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 2.9.3. 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	ПТ-60-130/13	1965	60	156		1. Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города 3. ООО «СКДП»	
	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			

Источник	Ст.№	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители	
ТИ и ТС ТЭЦ-6 (г. Братск)	Парк турбинного оборудования							
	1	АР-6-35/5	1961	6	38		1. Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города 3. ООО «СКДП»	
	2	АР-6-35/6	1963	6	43			
Котлы								
ТИ и ТС ТЭЦ-6 (г. Братск)	1	БКЗ-75-39 ФБ	1989			75	1. Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города 3. ООО «СКДП»	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1985			75		
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1963			75		
	4	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1965			75		
	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		
ЦРГК ТЭЦ-6	Котлы							
	1	БКЗ-75-39 ФБ				75	1. Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города 3. ООО «СКДП»	
	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	ПТ-60-130/13	1963	60	144		1. АО «Ангарский электролизный химический комбинат» 2. АО «Ангарская нефтехимическая компания» 3. АО «Ангарский завод полимеров» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города	
	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			
ТЭЦ-10 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования							
	1	ПТ-60-90/13	1959	60	173		1. АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города	
	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	ПТ-25-90/10	1959	22	100		1. АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города	
	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	ПР-6-35/5/1,2М	1994	6	34		1. Филиал «Разрез «Черемховуголь» ООО «Компания «Востсибуголь» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города	
	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					
3	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8					
4	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8					

Источник	Ст.№	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители		
ТЭЦ-16 г. Железногорск-Илимский	Парк турбинного оборудования								
	1	ПР-6-35/10/1.2	1993	6	44		1. ПАО «Коршунский ГОК» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города		
	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	ПТ-60-130/13	1975	60	146		1. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города		
	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	Р-6-35/5	1961	6	40		1. Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов 2. АО «Кремний» 3. АО «Иркутскабель» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города		
	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	ПТ-60-130/13	1978	60	169			1. Филиал АО «Группа Илим» в г. Усть-Илимске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
		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				
6		Т-185/220-130	1990	185	290				
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	ПТ-80/100-130/13	1981	80	210		1. АО «Саянским-пласт» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города		
	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			

На основании представленной муниципальными образованиями информации по системам централизованного теплоснабжения и актуальным схемам теплоснабжения составлен сводный перечень протяженности тепловых сетей - таблица 2.9.4.

Таблица 2.9.4. Перечень протяженности систем централизованного теплоснабжения Иркутской области

Район	Населенный пункт	ТСО	Общая протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене в двухтрубном исчислении, км	Протяженность реконструированных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км
Аларский	Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	3,176	0,06	3,116
Балаганский	н/д	н/д			
Баяндаевский	с.Баяндай	локальные котельные	4,303	0,23	0
Бодайбинский	Жукинское СП	МУП «Тепловодоснабжение п.Перевоз»	15,19	9,11	1,325
Бодайбинский	Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентр»	6,15	0,9	0,4
Боханский	МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	3,329	0,98	0,044
ГО г.Саянск	г.Саянск	МУП «Саянское теплоэнергетическое предприятие»	77,401	0,163	0,166
ГО г.Ангарск	г.Ангарск	Участок №1 ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»	н/д		
ГО г.Братск	г.Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6	394,633	149,017	1,155
ГО г.Братск	г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	3,25	0	0
ГО г.Братск	г.Братск	ООО «ПБТР»	31	28	0
ГО г.Зима	г.Зима	ООО «Комфорт-Сити»	17,507	8,777	0,123
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	УТС Н-ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	569,946		3,075
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	120,07		
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	ООО «Сетевая компания «Иркут»	40,988		
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	78,711		
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	ООО «Актив Энерго»	2,311		
ГО г.Саянск	г.Саянск	АО «Байкалэнерго»	16,085	0	0
ГО г.Тулун	г.Тулун	АО «Байкалэнерго»	н/д		

Район	Населенный пункт	ТСО	Общая протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене в двухтрубном исчислении, км	Протяженность реконструированных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км
ГО г. Усолье-Сибирское	г.Усолье-Сибирское	АО «Байкалэнерго»	н/д		
ГО г.Усть-Илимск	г.Усть-Илимск	ПАО «НПК «Иркут»	177,501	128,46	0,482
Ербогаченский	Ербогаченское МО	ПАО «НПК «Иркут»	н/д		
Жигаловский	п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	10,323		
Заларинский	н/д	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	н/д		
Зиминский	г.Зима	ООО «Теплосервис»	33,346	19,675	0,9906
Зиминский	г.Зима	ООО «Тепловики»	3,09	1,3	0,5
Зиминский	г.Зима	ООО «Водоканал»	3,58	1,7	0,3
Зиминский	г.Зима	ЖСК №20 (г.Иркутск) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	6,799	3,5	0
Зиминский	г.Зима	ООО «МБА-Теплоэнерго»	1,444	0,153	0
Зиминский	г.Зима	ГБПОУ ИО «ПУ №39 п.Ц.Хазан»	3,6	3,06	0
Казачинско-Ленский	Мартыновское СП	ТС отсутствуют			
Катангский	Катангское МО	МУП «Катангская ТЭК»	3,655	0	0,4
Катангский	Ербогаченское МО	МУП «Катангская ТЭК»			
Киренский	Петропавловское МО	ТС отсутствуют			
Куйтунский	р.п.Куйтун	ИП Байрамов Г.И.	0,6786	0,3	0,2
Куйтунский	р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	1,7	0,5	0,08
Куйтунский	с.Кундуй	КФХ Верхозин А.С.	4,6	0,8	0,4
Куйтунский	с.Каразей	ИП Кузнецова А.В.	0,8	0,2	0
Куйтунский	с.Чеботариха	ИП Майоров В.К.	5,8	1	0
Куйтунский	п.Игнино	ИП Майоров В.К.			
Куйтунский	с.Карымск	ООО «Тепловики»	2	0,4	0
Нижнеилимский	Березняковское МО	ООО «Электрические котельные»	7,09	0,64	
Нижнеилимский	Видимское МО		0,358	0,198	
Нижнеилимский	Коршунское МО	ООО «Элит»	4,47	0,17	
Нижнеилимский	Новоигирминское МО	н/д	18,26	2,24	
Нижнеилимский	Новоилимское МО	н/д	4,71	1,26	
Нижнеилимский	п.Семигорск	МУП «УК Коммунальные услуги»	0,103		
Нижнеилимский	Радищевское МО	н/д	4,07	0,54	
Нижнеилимский	Речушинское МО	н/д	7,732	0,85	
Нижнеилимский	Рудногорское МО	н/д	19,4	9,68	
Нижнеилимский	Семигорское МО	н/д	0,051	0	
Нижнеилимский	Соцгородское МО	н/д	0,25	0	
Нижнеилимский	Хребтовское МО	н/д	0,18	0	
Нижнеилимский	Шестаковское МО	н/д	0,34	0,09	
Нижнеилимский	Янгелевское МО	н/д	8,6	2	
Слюдянский	г.Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	5,1	5,1	
Слюдянский	г.Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	31,364	21,07	0,705
Слюдянский	п.Утулик	ООО «УЖСК»	0,25	0,12	
Тайшетский	г.Тайшет	Общество с ограниченной ответственностью «Жилищно-коммунальное хозяйство»	14,76	13	14,76
Тайшетский	г.Тайшет	МУП «ВИТ»	4,5	2	0
Тайшетский	г.Тайшет	ООО «Маяк»	2,979	1	0
Тайшетский	г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	30,45	16,8	0,58
Тайшетский	г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	17,19	2,487	2,487
Усольский	с.Сосновка	ООО «ТК «Белая»	2,273	0	0
Усть-Кутский	Верхнемарковское МО	МУП «ЖКХ Верхнемарковское»	10,57	8,74	1,83
Усть-Кутский	Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	4,227	1,2	
Усть-Кутский	Нийское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	9,324	2,512	0,75
Усть-Кутский	Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	0,5	0,3	0,2
Усть-Кутский	Ручейское МО	МУП «ЖКХ Ручейское»	0,3	0,3	0
Усть-Кутский	Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	7,924	4	0,5
Черемховский	Черемхово	ООО «ЖКХ»	14,213	5,496	2,085
Черемховский	Черемхово	ООО «СТЭК-М»	18,17	10,189	0,673
Чунский	р.п. Чунский	ООО «ТеплоСервис»	0,982	0,02	0
Чунский	р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	41,77	19,7	0
Чунский	р.п. Чунский	СПХ «Луч»	0,655	0,655	0
Чунский	р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	9,285	3,3	0

2.10. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в последнем отчетном году

В Иркутской области расположены электростанции, принадлежащие ООО «Байкальская энергетическая компания», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», АО «Мамаканская ГЭС», ООО «Теплоснабжение», а также две электростанции промышленных предприятий.

Последнее изменение установленной мощности 2020 года произошло за счет вывода из эксплуатации генерирующего оборудования: 1 Р-6-35/5 и 5 Р-6-35/10 ТЭС-2 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске суммарной установленной мощностью 12 МВт и 10 ПТ-25-90/10 ООО «Байкальская энергетическая компания» установленной мощностью 25 МВт.

По состоянию на 31.12.2020 установленная мощность электростанций Иркутской области составляла 13095,10 МВт. На рисунке 2.10.1. настоящего раздела представлена информация по суммарной установленной мощности электростанций, действующих на территории Иркутской области в 2020 году.

Таблица 2.10.1. Суммарная установленная мощность электростанций, действующих в Иркутской области, по состоянию на пятилетний период, МВт

Показатель	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Установленная мощность всего на конец года	13249,10	13162,10	13132,10	13132,10	13095,10
в том числе: ГЭС (включая Мамаканскую ГЭС)	9088,40	9088,40	9088,40	9088,40	9088,40
ТЭС (включая электростанции промышленных предприятий и розничного рынка)	4160,70	4073,70	4043,70	4043,70	4006,70

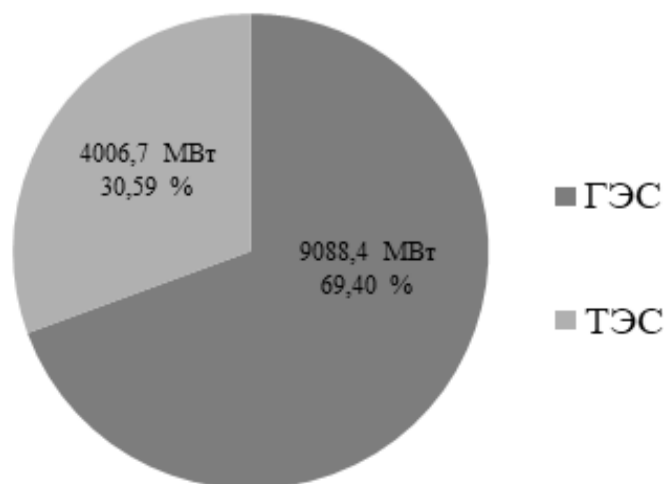


Рисунок 2.10.1. Структура установленной мощности электростанций Иркутской области в 2020 году.

Резерв на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2020 году составляет 1121,50 МВт. В 2021 году состоялся вывод из эксплуатации всего генерирующего оборудования участка №1 Иркутской ТЭЦ-9.

**2.11. Состав существующих электростанций и станций промышленных предприятий с группировкой по принадлежности к генерирующим компаниям, с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт**

Перечень электростанций энергосистемы Иркутской области со сроками ввода их в эксплуатацию приведены в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1. Состав электростанций энергосистемы Иркутской области на 01.01.2021

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Станции ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»				
1	Иркутская ГЭС	662,40	–	1959
2	Братская ГЭС	4500,00	–	1966
3	Усть-Илимская ГЭС	3840,00	–	1979
Станции АО «Мамаканская ГЭС»				
4	Мамаканская ГЭС	86,00	–	1963
Станции ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск				
5	ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	24,00	282,80	1965
Станции ООО «Байкальская энергетическая компания»				
6	Участок №1 ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	0	0	1951
7	Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)	18,00	346,70	1960
8	ТЭЦ-6	270,00	1442,60	1965
9	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7)	12,00	300,80	1961
10	ТЭЦ-9	540,00	2402,50	1963
11	ТЭЦ-10	1110,00	563,00	1959
12	ТЭЦ-11	320,30	1056,90	1959
13	ТЭЦ-12	12,00	190,00	1932
14	ТЭЦ-16	18,00	249,00	1965

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
15	Ново-Иркутская ТЭЦ	708,00	1729,10	1975
16	Усть-Илимская ТЭЦ	515,00	1015,00	1978
17	Ново-Зиминская ТЭЦ	260,00	818,70	1980
Станции промышленных предприятий				
18	ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	101,00	н/д	1966
19	ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	44,40	н/д	1979

Таблица 2.11.2. Суммарное количество агрегатов электростанций генерирующих компаний на 01.01.2021

Объекты	Турбо (гидро) агрегаты	
	Количество, шт.	Мощность, МВт
ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	42	9002,4
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	51	3783,3
АО «Мамаканская ГЭС»	4	86
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	3	24

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

**2.12. 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 5 лет 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 2.12.1 и 2.12.2.

Таблица 2.12.1. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Установленная мощность, кВт					Объем ежегодного производства электрической энергии, млн кВт.ч					Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч., гр/кВт.ч				
			2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Сельские поселения																	
Казачинско-Ленский район	Казачинское	ДЭС	н/д	30,0	30,0	30,0	30,0	н/д	0,1	0,1	0,1	н/д	н/д	331,0	329,0	287,0	н/д
		ДЭС	н/д	60,0	60,0	60,0	40,0	н/д	0,1	0,1	0,1	н/д	н/д	241,0	355,0	354,0	н/д
	Карамское	ДЭС	н/д	300,0	300,0	300,0	200,0	н/д	0,3	0,6	0,4	н/д	н/д	311,0	352,0	358,0	н/д
		ДЭС	н/д	90,0	90,0	90,0	30,0	н/д	0,1	0,2	0,1	н/д	н/д	281,0	348,0	359,0	н/д
		ДЭС	н/д	60,0	60,0	60,0	60,0	н/д	0,0	0,1	0,1	н/д	н/д	331,0	370,0	344,0	н/д
Мартыновское	ДЭС	н/д	30,0	30,0	30,0	30,0	н/д	0,0	0,1	0,1	н/д	н/д	331,0	394,0	371,0	н/д	
Усть-Удинский район	Аносовское	ДЭС	н/д	1030,0	1030,0	1030,0	830,0	н/д	0,6	1,3	0,9	0,8	н/д	393,0	418,0	373,0	357,0
		ДЭС	н/д	300,0	300,0	300,0	300,0	н/д	0,2	0,4	0,3	0,3	н/д	423,0	431,0	423,0	406,0
		ДЭС	н/д	180,0	180,0	180,0	180,0	н/д	0,1	0,2	0,1	0,1	н/д	365,0	425,0	419,0	390,0
		ДЭС	н/д	300,0	300,0	300,0	300,0	н/д	0,2	0,4	0,3	0,3	н/д	425,0	461,0	426,0	407,0
Катангский район	Ербогаченское	ДЭС с. Наканно	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	0,11	0,11	0,11	0,11	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	
		ДЭС с. Хамакар	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	0,11	0,11	0,11	0,11	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	
		ДЭС с. Оськино	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	0,74	0,74	0,74	0,74	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	
		ДЭС д. Тетя	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	0,74	0,74	0,74	0,74	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	
		ДЭС уч. Инаригда	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	0,19	0,19	0,19	0,19	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	
		ДЭС с. Ербогачен	н/д	н/д	3950,0	4060,0	4970,0	н/д	н/д	9,9	10,1	10,5	н/д	н/д	397,7	397,7	397,7
	Непское	ДЭС с. Нела	н/д	н/д	240,0	640,0	790,0	н/д	н/д	0,7	0,6	0,6	н/д	н/д	428,1	428,1	428,1
		ДЭС с. Ика	н/д	н/д	100,0	100,0	160,0	н/д	н/д	0,1	0,1	0,0	н/д	н/д	413,0	413,0	413,0
		ДЭС с. Бур	н/д	н/д	260,0	300,0	300,0	н/д	н/д	0,3	0,2	0,3	н/д	н/д	441,4	441,4	441,4
	Подволошинское	ДЭС с. Подволошино	н/д	н/д	500,0	700,0	855,0	н/д	н/д	1,4	1,2	1,2	н/д	н/д	428,5	428,5	428,5
		ДЭС с. Преображенка	н/д	н/д	500,0	815,0	1130,0	н/д	н/д	1,2	1,2	1,2	н/д	н/д	457,7	457,7	457,7
	Преображенское	ДЭС с. Ерема	н/д	н/д	60,0	60,0	60,0	н/д	н/д	0,0	0,1	0,1	н/д	н/д	417,8	417,8	417,8
ДЭС д. Калинина		н/д	н/д	80,0	80,0	80,0	н/д	н/д	0,0	0,0	0,0	н/д	н/д	436,9	436,9	436,9	
Тулунский район	Аршанское	ДЭС	н/д	509,1	509,1	629,6	509,1	н/д	0,6	0,6	0,5	1,3	н/д	280,8	284,4	377,7	443,9
		ДЭС	н/д	509,1	509,1	629,6	509,1	н/д	0,6	0,6	0,5	1,3	н/д	140,4	142,2	188,9	406,3
Усольский район	Раздольинское	ДЭС	н/д	175,0	175,0	275,0	275,0	н/д	0,1	0,3	0,2	н/д	н/д	348,0	412,0	359,0	н/д
		ДЭС	н/д	н/д	н/д	н/д	96,0	н/д	н/д	н/д	0,0	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	348,0
Ольхонский район	Онгурёновское	ВСЭС	н/д	н/д	н/д	н/д	200,0	н/д	н/д	н/д	0,1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	348,0
		ДЭС	н/д	н/д	н/д	н/д	200,0	н/д	н/д	н/д	0,1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	348,0
		ДЭС	н/д	н/д	н/д	н/д	200,0	н/д	н/д	н/д	0,1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	348,0
Качугский район	Вершино-Тутурское	ДЭС	н/д	н/д	н/д	160,0	160,0	0,0	0,0	0,0	0,1	н/д	н/д	н/д	н/д	376,0	н/д
		ДЭС	н/д	н/д	н/д	100,0	100,0	н/д	0,0	0,0	0,1	н/д	н/д	н/д	н/д	357,0	н/д
Жигаловский район	Жигаловское	ДЭС	н/д	н/д	н/д	100,0	100,0	н/д	0,0	0,0	0,1	н/д	н/д	н/д	н/д	357,0	н/д
		ДЭС	н/д	н/д	н/д	100,0	100,0	н/д	0,0	0,0	0,1	н/д	н/д	н/д	н/д	357,0	н/д
Нижеилымский район	Иркутская обл., Нижнеилымский р-н, п.Заярск	ДЭС	н/д	60,0	60,0	60,0	60,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3
		ДЭС	н/д	60,0	60,0	60,0	60,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3
Киренский район	Киренское	ДЭС п.Визирный	н/д	220,0	220,0	220,0	220,0	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	274,6	274,6	274,6	274,6	274,6
		ДЭС с.Красноярково	н/д	50,0	50,0	50,0	80,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1
	Коршуновское	ДЭС с.Коршуново	н/д	200,0	200,0	200,0	200,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,6	261,3	261,3	261,3	261,3	261,3
		ДЭС с.Мироново	н/д	75,0	75,0	75,0	80,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	242,3	242,3	242,3	242,3	242,3
		ДЭС д.Пашня	н/д	60,0	60,0	60,0	60,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	221,4	221,4	221,4	221,4	221,4
	Макаровское	ДЭС д.Усть-Киренга	н/д	60,0	60,0	60,0	60,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	233,3	233,3	233,3	233,3	233,3
		ДЭС с.Сполошино	60,0	60,0	60,0	30,0	30,0	0,3	0,3	0,3	0,1	н/д	233,7	233,7	233,7	233,7	н/д
	Бодайбинский район	Бодайбинское	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	н/д	60,0	60,0	60,0	60,0	н/д	0,0	0,0	0,0	н/д	н/д	0,3	0,3	0,3
ДЭС			н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Братский район	Карахунское	ДЭС п. Карахун	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1,9	1,9	2,8	2,9	2,5	280,0	264,0	146,0	124,0	165,0
		ДЭС п. Южный	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	292,0	432,0	228,0	423,0	462,0
	Наратайское	ДЭС п. Наратай	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	0,8	1,0	1,2	1,2	1,3	273,0	328,0	326,0	328,0	329,0
		ДЭС п. Озерный	1270,0	1270,0	1270,0	1270,0	1270,0	2,1	2,5	3,0	3,0	3,1	250,0	254,0	256,0	250,0	250,0
Нижнеудинский район	Нижнеудинское	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	н/д	320,0	320,0	640,0	640,0	н/д	0,4	0,7	0,4	н/д	н/д	0,4	0,1	0,1	н/д
		ДЭУ	н/д	725,0	725,0	880,0	880,0	н/д	0,8	0,6	0,6	н/д	н/д	0,4	0,4	0,2	н/д
		ДЭУ	н/д	610,0	610,0	610,0	610,0	н/д	0,5	0,5	0,4	н/д	н/д	0,4	0,4	0,3	н/д
Усть-Кутский район	Усть-Кутское	ДЭС	н/д	н/д	н/д	60,0											

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВтч)					Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн руб.)					Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./ кВтч)							
			2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020			
Катангский район	Сельские поселения	Ербогаченское	ДЭС с. Наканно	8637,9	9369,5	10973,4	13754,9	15634,4	8404,3	9124,8	10717,6	13484,5	158352,6	24,47	24,47 (I полугодие)	28,58 (I полугодие)	33,55 (I полугодие)	44,29		
			ДЭС с. Хамакар	н/д	28,6	33,5	н/д	н/д	н/д	25,9	30,5	38,3	н/д	н/д	28,6	33,5	44,2	н/д		
			ДЭС с. Оськино	н/д	28,6	33,5	н/д	н/д	н/д	17,4	20,5	25,8	н/д	н/д	28,58 (II полугодие)	33,55 (II полугодие)	44,29 (II полугодие)	н/д		
			ДЭС д. Тетя	н/д	28,6	33,5	н/д	н/д	н/д	17,4	20,5	25,8	н/д	н/д	28,6	33,5	44,2	н/д		
			ДЭС уч. Инаригда	н/д	28,6	33,5	н/д	н/д	н/д	4,5	5,2	6,6	н/д	н/д	28,6	33,5	44,2	н/д		
			ДЭС с. Ербогачен	н/д	н/д	15,35	21,62	24,31	н/д	н/д	146,59	208,05	216,05	н/д	н/д	23,12	40,44	31,22		
		ДЭС с. Ика	н/д	н/д	26,42	84	105	н/д	н/д	3	1,6	1,4	н/д	н/д	32,77	54,57	43,83			
		ДЭС с. Бур	н/д	н/д	20,68	32,46	36	н/д	н/д	6,5	7,5	8,2	н/д	н/д	32,77	54,57	43,83			
		ДЭС с. Токма	н/д	н/д	24,83	67,9	121	н/д	н/д	2,9	1,8	1,3	н/д	н/д	32,77	54,57	43,83			
		ДЭС с. Подволошино	н/д	н/д	19,42	24,40	27,86	н/д	н/д	21,2	27,1	25,3	н/д	н/д	22,38	45,22	31,66			
		ДЭС с. Преображенка	н/д	н/д	19,73	27,81	28,19	н/д	н/д	17,2	25,5	24	н/д	н/д	23,12	40,44	31,22			
		Преображенское	ДЭС с. Ерема	н/д	н/д	78,51	100	81,81	н/д	н/д	1,6	1,4	1,7	н/д	н/д	44,15	40,44	31,32		
ДЭС д. Калинина	н/д		н/д	109	132,5	104	н/д	н/д	1,1	0,9	1	н/д	н/д	44,15	40,44	31,32				
Тулунский район	Сельские поселения	Аршанское	ДЭС	н/д	16,1	16,15	19,8	35,29	н/д	9,25	10,85	15,8	31,6	н/д	18,69	18,69	23,89	39,26		
				н/д	16,1	16,15	19,8	37,95	н/д	9,25	10,85	15,8	34,38	н/д	18,69	23,89	39,26	33,72		
Усольский район	Сельские поселения	Раздольское	ДЭС	н/д	15,6	24,9	25,31	н/д	н/д	1,7	4,5	5,4	н/д	н/д	30,3	56,8	65,19	н/д		
Ольхонский район	Сельские поселения	Онгурёновское	ВСЭС, ДЭС, ДЭС	н/д	18,5	19,8	13,24	н/д	н/д	2,1	4,9	5,6	н/д	н/д	27,97	60,08	67,84	н/д		
Качугский район	Сельские поселения	Вершино-Туурское	ДЭС				34,44	н/д				3,9	н/д				76,5	н/д		
Жигаловский район	Городские поселения	Жигаловское	ДЭС				41,27	н/д				2,6	н/д				76,18	н/д		
Нижеилимский район	Межселенные территории	Иркутская обл., Нижнеилимский р-н, п.Заярск	ДЭС	н/д	38,15	38,8	43,21	46,69	2,778	2,776	2,773	6,465	6,575	37,22	37,22	37,22	37,22/49,11	46,25		
Киренский район	Сельские поселения	Киренское	ДЭС п.Визирный	10,3	11,5	13,2	17,6	17,3	12,2	11,3	12,9	16,7	17,5	19,49/20,44	19,71/19,71	19,71/23,98	23,98/28,94	28,94/29,05		
			ДЭС с.Красноярово	н/д	18,03	19,74	22,1	н/д	н/д	3,5	3,8	4,6	н/д	н/д	19,71	21,85	26,46	н/д		
		Коршуновское	ДЭС с.Коршуново	8,90	10,20	11,30	14,8	15,9	10,5	10	11,3	14,7	15,3	19,49/20,44	19,71/19,71	19,71/23,98	23,98/28,94	28,94/29,05		
			ДЭС с.Мироново	4,4	5,3	5,7	7	7,3	5	4,6	5,3	6,3	7,1	19,49/20,44	19,71/19,71	19,71/23,98	23,98/28,94	28,94/29,05		
		Макаровское	ДЭС д.Пашня	2,6	3,4	3,5	4,1	2,9	1,6	1,9	2	3,5	2,7	19,49/20,44	19,71/19,71	19,71/23,98	23,98/28,94	28,94/29,05		
			ДЭС,д.Усть-Киренга	3,3	4,1	3,9	5,1	4,8	2,6	3,1	3,4	4,7	4,5	19,49/20,44	19,71/19,71	19,71/23,98	23,98/28,94	28,94/29,05		
		Петропавловское	ДЭС с.Сполошино	4,2	5,1	5,2	2,7	н/д	4,5	4,5	4,9	2,4	н/д	19,49/20,44	19,49/20,44	19,71/23,98	23,98/28,94	н/д		
		Бодайбинский район	Городские поселения	Бодайбинское	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	н/д	0,2	0,2	0,2	н/д	н/д	2,4	2,4	2,8	н/д	н/д	12,25	12,25	14,59	н/д
		Братский район	Сельские поселения	Карахунское	ДЭС п. Карахун	30,425	33,345	54,869	43,381	41,578	21,197	16,697	37,399	85,186	44,727	17,48	14,99	14,99 - 1-е полугодие, 23,69 - 2-е полугодие	23,69 - 1-е полугодие, 62,66 - 2-е полугодие	25,99
ДЭС п. Южный	3,78				2,319	4,025	1,924	1,466	3,523	1,335	3,188	3,671	1,74	17,48	14,99	14,99 - 1-е полугодие, 23,69 - 2-е полугодие	23,69 - 1-е полугодие, 62,66 - 2-е полугодие	25,99		
Наратайское	ДЭС п. Наратай			5,193	16,678	13,762	27,918	18,707	3,674	13,156	18,106	37,087	13,461	17,2	16,36	16,36 - 1-е полугодие, 21,64 - 2-е полугодие	21,64 - 1-е полугодие, 55,14 - 2-е полугодие	23,03		
	ДЭС п. Озерный			11,972	32,731	30,961	57,917	37,124	7,656	25,291	37,166	72,202	42,728	14,76	13,87	13,87 - 1-е полугодие, 18,47 - 2-е полугодие	18,47 - 1-е полугодие, 44,48 - 2-е полугодие	20,62		
Нижнеудинский район	Городские поселения	Нижнеудинское	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	н/д	28,79	14,88	19,9	н/д	н/д	11,6	9,8	7,9	н/д	н/д	0,70,7	0,70,7	0,80,8	н/д		
			ДЭУ	н/д	21,82	29,87	39,99	н/д	н/д	16,5	18,8	23,8	н/д	н/д	0,80,7	0,70,7	0,80,8	н/д		
			ДЭУ	н/д	22,08	27,84	45,15	н/д	н/д	10,8	13,6	16,8	н/д	н/д	0,70,7	0,70,7	0,80,8	н/д		
Усть-Кутский район	Городские поселения	Усть-Кутское	ДЭС				28,83	28,83				2	н/д				26,65	н/д		
			ДЭС				28,83	28,83				2	н/д					26,65	н/д	
			ДЭС				28,83	28,83				2	н/д						26,65	н/д

2.13. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Суммарная собственная выработка электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2020 году составила 59688,40 млн кВтч. По сравнению с прошлым годом выработка электроэнергии выросла на 3,67 %. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций представлена в таблице 2.13.1.

Таблица 2.13.1. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций Иркутской области, млн кВтч

Показатели	Год					
	2016	2017	2018	2019	2020	2020/2019, %
Выработка электроэнергии, в том числе:	49316,00	47871,00	50945,40	57577,50	59688,40	103,67
ГЭС	37364,60	35166,00	37150,30	44865,10	47679,50	106,27
ТЭС, в том числе:	11951,40	12705,00	13795,10	12712,40	12008,90	94,47
электростанции промышленных предприятий	846,4	831,6	898,5	855,1	913,7	106,85

В 2020 году доля ГЭС в суммарной выработке электроэнергии составила 79,88%, что на 1,96 процентных пункта выше уровня предыдущего года. Доля производства электроэнергии ТЭС напротив, несколько снизилась по отношению к предыдущему году, и в 2020 году составила 20,12 %, что на 1,96 процентных пункта ниже уровня предыдущего года. При этом доля ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» составляет 79,23 % от общего объема выработанной электроэнергии; доля ГЭС АО «Мамаканская ГЭС» составляет 0,65 %; доля ТЭС ООО «Байкальская энергетическая компания» – 18,48 %; доля ТЭС ООО «Теплоснабжение» составляет 0,11 %; доля электростанций промышленных предприятий – 1,53 %. Структура выработки электроэнергии по каждой из электростанций Иркутской области представлена в таблице 2.13.2.

Таблица 2.13.2. Структура выработки электроэнергии в разрезе электростанций Иркутской области

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВтч					Доля от суммарной выработки за 2020 год, %
	2016	2017	2018	2019	2020	
Иркутская ГЭС	2859,26	2867,50	3113,42	4126,01	4138,03	6,93
Братская ГЭС	17626,40	16283,23	17325,98	21074,55	22383,63	37,50
Усть-Илимская ГЭС	16550,20	15637,82	16326,16	19325,95	20770,73	34,80
Мамаканская ГЭС	328,79	377,41	384,78	338,57	387,12	0,65

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВтч					Доля от суммарной выработки за 2020 год, %
	2016	2017	2018	2019	2020	
Итого ГЭС:	37364,65	35166,96	37150,34	44865,08	47679,51	79,88
Иркутская ТЭЦ-6	802,59	716,79	677,04	648,06	662,61	1,11
Участок ТИИТС Иркутской ТЭЦ-6	77,81	76,29	67,19	71,15	54,05	0,09
Иркутская ТЭЦ-9	1771,46	2017,39	1985,74	1881,95	1753,62	2,94
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9	224,78	201,59	198,66	215,32	146,79	0,25
Иркутская ТЭЦ-10	2487,38	3103,99	4134,78	3756,80	3126,30	5,24
Иркутская ТЭЦ-11	798,97	750,24	852,36	635,72	694,98	1,16
Иркутская ТЭЦ-12	52,61	51,18	51,08	49,42	47,93	0,08
Иркутская ТЭЦ-16	68,06	65,68	78,67	64,74	75,36	0,13
Ново-Иркутская ТЭЦ	2767,34	2799,83	2796,57	2497,27	2625,87	4,40
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	97,47	80,15	87,91	85,07	77,74	0,13
Усть-Илимская ТЭЦ	970,63	1013,61	975,49	895,83	701,34	1,17
Ново-Зиминская ТЭЦ	930,45	949,74	938,31	998,60	1063,18	1,78
Итого ТЭС ООО «БЭК»:	11049,55	11826,48	12843,80	11799,93	11029,77	18,48
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	55,45	46,97	52,80	57,34	65,42	0,11
Итого ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	55,45	46,97	52,80	57,34	65,42	0,11
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	496,32	465,28	540,21	538,35	542,30	0,91
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	350,07	366,32	358,26	316,77	371,40	0,62
Итого ТЭС промышленных предприятий и розничного рынка:	846,39	831,60	898,47	855,13	913,70	1,53
ВСЕГО:	49316,04	47871,01	50945,41	57577,48	59688,40	100,00

На рисунках 2.13.1 и 2.13.2 представлены структуры выработки электроэнергии ГЭС и ТЭС Иркутской области в 2020 году соответственно.

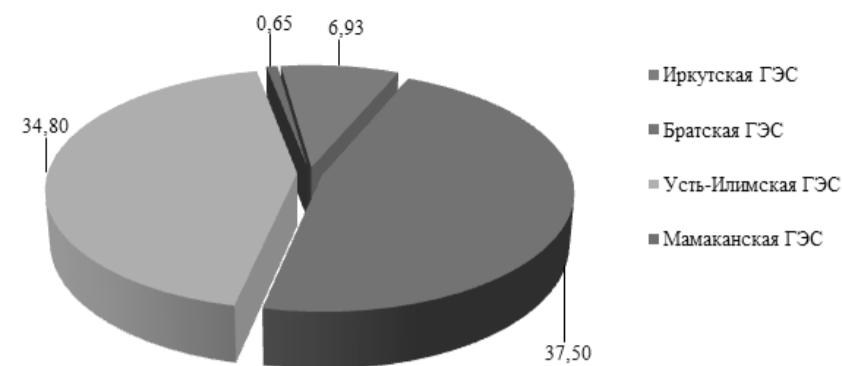


Рисунок 2.13.1. Структура выработки электроэнергии ГЭС Иркутской области в 2020 году, млн кВт·ч

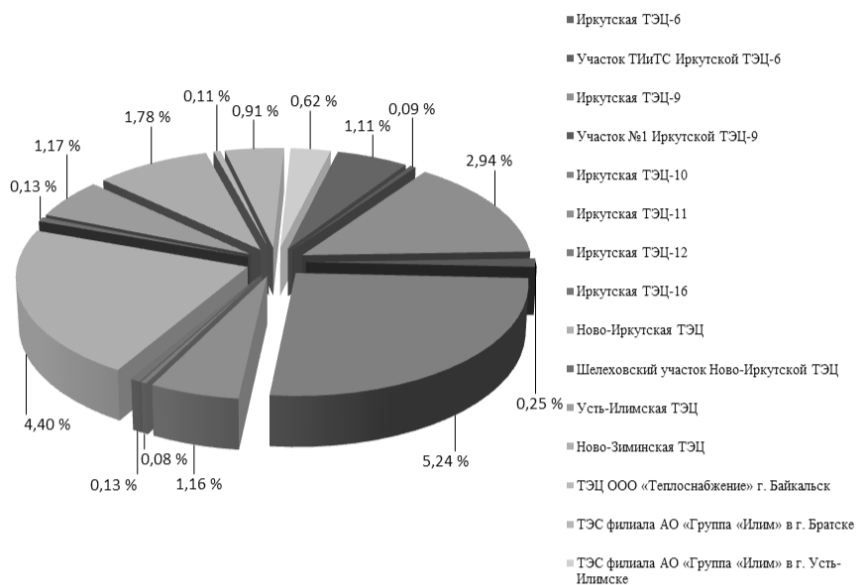


Рисунок 2.13.2. Структура выработки электроэнергии ТЭЦ Иркутской области в 2020 году, млн кВт·ч

**2.14. 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 среднесезонной 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 энергосистемы Иркутской области в 2016-2020 гг. на час собственного максимума энергосистемы представлены в таблице 2.14.1.

Таблица 2.14.1. Баланс электрической мощности энергосистемы Иркутской области на час собственного максимума, МВт

Показатели	Год				
	2016 18.01.2016 14:00	2017 12.12.2017 4:00	2018 27.12.2018 5:00	2019 06.02.2019 7:00	2020 31.12.2020 14:00
Максимум потребления мощности	7936,0	7673,0	8210,5	8196,2	8325,8
Установленная мощность на час собственного максимума нагрузки энергосистемы	13249,1	13162,1	13132,1	13132,1	13095,1
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС, в том числе:	4160,7	4073,7	4043,7	4043,7	4 006,7
электростанции промышленных предприятий	157,4	157,4	157,4	157,0	145,4
Резерв мощности	1268,3	2795,2	3032,9	1016,0	1121,5
Ограничения мощности на час собственного максимума нагрузки	2589,1	2950,8	2383,5	2163,9	1393,8
Располагаемая мощность	10705,3	10252,6	10752,9	10982,3	11735,1
Рабочая мощность	9379,6	9197,0	10083,5	9568,0	11043,6
Избыток (+) / Дефицит (-)	1443,6	1524,0	1873,0	1371,8	2717,8
Нагрузка электростанций	8111,3	6401,8	7050,6	8551,9	9922,1
Сальдо энергосистемы Иркутской области	-175,3	1270,8	1159,9	-355,8	-1596,3

Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области в 2016-2020 гг. представлен в таблице 2.14.2 и на рисунке 2.14.1.

Таблица 2.14.2. Выработка электроэнергии энергосистемы Иркутской области, млн кВт·ч

Показатели	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Выработка электроэнергии, в том числе:	49316,00	47871,00	50945,40	57577,50	59688,40
ГЭС	37364,60	35166,00	37150,30	44865,10	47679,50
ТЭС, в том числе:	11951,40	12705,00	13795,10	12712,40	12008,90
электростанции промышленных предприятий	846,40	831,60	898,50	855,10	913,70
Электропотребление на территории ЭС	53209,40	53298,60	55056,40	55480,60	55980,50
Сальдо перетоков электроэнергии «+» прием, «-» выдача	3893,30	5427,60	4111,00	-2096,90	-3707,90

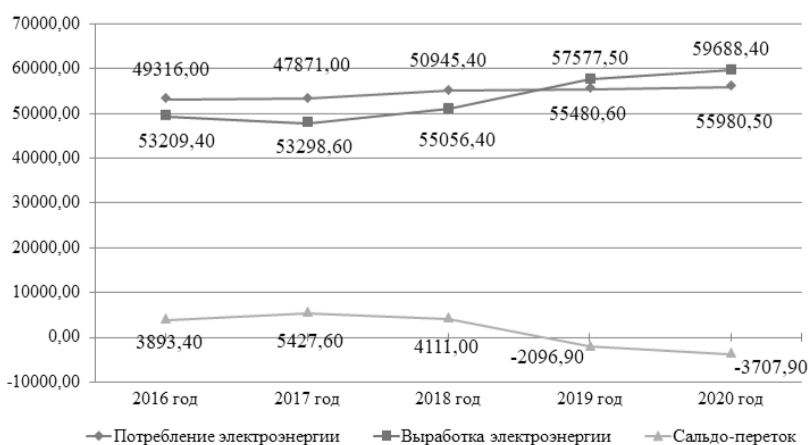


Рисунок 2.14.1. Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области

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 2016-2018 гг. балансы электрической энергии складывались с сальдо перетоками электроэнергии из соседних энергосистем в связи с ухудшением гидрологической обстановки, в первую очередь из энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва. Однако в 2019-2020 гг. ситуация нормализовалась и избытки электрической энергии передаются в энергосистему Красноярского края и Республики Тыва и в энергосистему Республики Бурятия, тем самым обеспечивая надежное электроснабжение потребителей не только в Иркутской области, но и за ее пределами.

**2.15. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет**

Иркутская область является одной из наиболее энергоёмких регионов страны и так как она характеризуется суровыми климатическими условиями, наличием большого числа энергоёмких производств (алюминиевых, химических, нефтехимических, лесоперерабатывающих и др.), энергоэффективность ее экономики характеризуется энергоёмкостью и электроёмкостью ВРП, потреблением электроэнергии на душу населения, энергооборуженностью 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 с 2016-2020 гг. приведены в таблице 2.15.1.

Таблица 2.15.1. Основные показатели энергоэффективности Иркутской области

№ п/п	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Численность населения Иркутской области в среднем за год, тыс. чел.	2410,80	2406,50	2400,90	2396,00	н/д
2	Активное население на конец года, тыс. чел.:	1247,00	1212,80	1184,40	1183,00	н/д
2.1	в том числе занятое, тыс. чел.	1137,00	1096,10	1084,80	1076,60	н/д
3	Производство электроэнергии, млн кВт·ч	49316,00	47871,00	50944,10	57577,50	н/д
4	Производство тепловой энергии, млн Гкал	40,40	39,30	42,30	41,10	н/д
5	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	53209,40	53298,60	55056,40	55480,60	н/д
6	Потребление тепловой энергии, млн Гкал	35,60	35,80	39,20	38,20	н/д
7	Расход топлива, млн т у.т.	11,80	11,40	12,20	12,30	н/д
8	Производство тепловой энергии, млн т у.т.	5,70	5,60	6,00	6,10	н/д
9	Производство электроэнергии, млн т у.т.	6,00	5,80	6,20	6,20	н/д
10	ВРП, млрд руб.	1066,40	1194,70	1460,51	1545,68	н/д
11	Энергоёмкость ВРП, кг у.т./тыс. руб.	22,40	18,40	19,60	18,60	н/д
12	Электроёмкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	49,80	43,10	44,30	40,20	н/д
13	Потребление электроэнергии на душу населения, МВтч/чел в год	22,10	22,10	22,90	23,10	н/д
14	Электрооборуженность труда в экономике, кВт·ч на 1-го чел., занятого в экономике	46,80	48,30	50,20	50,70	н/д

\* - в соответствии с Федеральным планом статистических работ, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 06.05.2008 № 671-р, ВРП за год, предшествующий предыдущему, публикуется ежегодно 27 февраля. Так как ВРП за 2020 год будет опубликован 27 февраля 2021 года, в СИПР 2022-2026 данная информация за 2020 г. не приведена.

За последние годы наблюдается тенденция снижения, как энергоёмкости, так и электроёмкости валового регионального продукта (ВРП). В 2016 году энергоёмкость ВРП составила 22,40 кг у.т./тыс. руб., тогда как в 2019 году эта величина уже равна 18,60 кг у.т./тыс. руб., то есть за рассматриваемый период энергоёмкость ВРП снизилась почти на 20 %. За этот же период так же снизилась электроёмкость ВРП на 23,88% и составила 40,2 кВт·ч/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 энергоёмких производств, в частности, возрастание роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, и реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

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

- выпуск экономических двигателей с меньшим потреблением топлива и горючего;
  - совершенствование нагревательной и осветительной техники;
  - стимулирование экономики и санкции за перерасход энергии.
- Все это позволяет систематически снижать энергоёмкость общественного продукта.

**2.16. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше**

Электросетевой комплекс Иркутской области 110 кВ и выше в переводе на одноцепное исполнение представляет собой 18660,35 км линий электропередач и 314 трансформаторных подстанций.

- Основные сетевые компании в структуре сетевого хозяйства:
- ОАО «Иркутская электросетевая компания»;
  - ОГУЭП «Облкоммунэнерго»;
  - АО «Братская электросетевая компания»;
  - Восточно-Сибирская железная дорога филиал ОАО «РЖД»;
  - АО «Витимэнерго»;
  - ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири.

**2.16.1 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 протяженности 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 2.16.1 и 2.16.2.

Таблица 2.16.1. Количество ЛЭП и трансформаторная мощность ПС и ЭС по классам напряжения на 01.01.2021 г.

Класс напряжения	Количество ВЛ	Количество трансформаторных подстанций	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА
220 кВ	103		
110 кВ	271		

Таблица 2.16.2. Сводные данные по ЛЭП с распределением по собственникам (в одноцепном исполнении) на 01.01.2021 г., км

Принадлежность	110 кВ	220 кВ	500 кВ	Всего
Энергосистема, всего,	7183,56	7488,96	3987,92	18660,35
в т.ч.				
– ЛЭП генерирующих и сетевых компаний;	7042,98	6709,36	3777,65	17529,89
– потребительские ЛЭП	140,58	779,60	210,27	1130,46
в т.ч. ЛЭП сетевых организаций	7042,98	6709,36	3777,65	17529,89
ОАО «ИЭСК»	6668,89	4561,40	3263,12	14493,41
АО «Витимэнерго»	455,28	424,00		879,28
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 «Братская электросетевая компания»	1,60			1,60
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	81,50			81,50
АО «Электросеть»	13,45			13,45
ОАО «Энергетическая компания «Радян»	1,40			1,40
в т.ч. ЛЭП потребительские	140,58	779,60	210,27	1130,46
ЗАО «Витимэнергострой»	0,00			0,00
АО «Первенец»	18,60			18,60
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 «Угакан»	37,65			37,65
ООО «Транснефть-Восток»		291,10		291,10
ООО «Иркутская нефтяная компания»		14,33		14,33

Таблица 2.16.3. Перечень существующих подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ на 01.01.2021.

Наименование собственника	Наименование ПС			Наименование ПС	
	500 кВ	220 кВ	110 кВ		
ОАО «ИЭСК»					
Филиал Восточные электрические сети	-	-	ПС 110 кВ Баяндай		
	-	-	ПС 110 кВ Бильчир		
	-	-	ПС 110 кВ Бохан		
	-	-	ПС 110 кВ Еланцы		
	-	-	ПС 110 кВ Енисей		
	-	-	ПС 110 кВ Жигалово		
	-	-	ПС 110 кВ Знаменка		
	-	-	ПС 110 кВ Карлук		
	-	-	ПС 110 кВ Качуг		
	-	-	ПС 110 кВ Косая Степь		
	-	-	ПС 110 кВ Манзурка		
	-	-	ПС 110 кВ Никольск		
	-	-	ПС 110 кВ Новая Уда		
	-	-	ПС 110 кВ Ново-Ленино		
	-	-	ПС 110 кВ Оёк		
	-	-	ПС 110 кВ Ользоны		
	-	-	ПС 110 кВ Оса		
	-	-	ПС 110 кВ Пивовариха		
	-	-	ПС 110 кВ Покровская		
	-	-	ПС 110 кВ Тихоновка		
-	-	ПС 110 кВ Урик			
-	-	ПС 110 кВ Усть-Орда			
-	-	ПС 110 кВ Хогот			
-	-	ПС 110 кВ Хомутово			
-	-	ПС 110 кВ Хорбатово			
-	-	ПС 110 кВ Черноруд			
-	-	ПС 110 кВ Электростанция			
Филиал Западные электрические сети	ПС 500 кВ Ново-Зиминская	-	ПС 110 кВ Азейская		
	ПС 500 кВ Озерная	-	ПС 110 кВ Алгатуй		
	ПС 500 кВ Тайшет	-	ПС 110 кВ Бадар		
	ПС 500 кВ Тулун	-	ПС 110 кВ Бирюса		
	-	-	ПС 110 кВ Водопад		
	-	-	ПС 110 кВ ЗСМ		
	-	-	ПС 110 кВ ЗСХК		
	-	-	ПС 110 кВ Катарбей		
	-	-	ПС 110 кВ Котик		
	-	-	ПС 110 кВ Куйтун		
	-	-	ПС 110 кВ Лесогорск		
	-	-	ПС 110 кВ Майская		
	-	-	ПС 110 кВ Новобирюсинск		
	-	-	ПС 110 кВ Ока		
	-	-	ПС 110 кВ Рубахино		
-	-	ПС 110 кВ Силикатная			
-	-	ПС 110 кВ Стеклозавод			
-	-	ПС 110 кВ Стройбаза			
-	-	ПС 110 кВ ЦЭП			
-	-	ПС 110 кВ Чуна			
-	-	ПС 110 кВ Шеберта			
-	-	ПС 110 кВ Юрты			
Филиал Северные электрические сети	Братский ПП 500 кВ	ПС 220 кВ БЛПК	ПС 110 кВ Березняки		
	-	ПС 220 кВ Джижива	ПС 110 кВ Березняки		
	-	ПС 220 кВ Заводская	ПС 110 кВ Верхнемарково		
	-	ПС 220 кВ Кирина	ПС 110 кВ Гидростроитель		
	-	ПС 220 кВ Коршуниха	ПС 110 кВ Городская		
	-	ПС 220 кВ Лена	ПС 110 кВ Ждановская		
	-	ПС 220 кВ Опорная	ПС 110 кВ Западная		
	-	ПС 220 кВ Падунская	ПС 110 кВ Инкубатор		
	-	ПС 220 кВ Покосное	ПС 110 кВ Карапчанка		
	-	ПС 220 кВ Пурсей	ПС 110 кВ Карьер		
	-	ПС 220 кВ Рудногорская	ПС 110 кВ Киренск		
	-	ПС 220 кВ Сибирская	ПС 110 кВ Котельная		
	-	ПС 220 кВ Таёжная	ПС 110 кВ Кузнецовка		
	-	Седановский ПП 220 кВ	ПС 110 кВ ЛДК Игирма		
	-	ПС 220 кВ № 3	ПС 110 кВ Макарово		
	-	ПС 220 кВ № 6	ПС 110 кВ Межница		
	-	-	ПС 110 кВ Н-Игирма		
	-	-	ПС 110 кВ Н-Илимская		
	-	-	ПС 110 кВ Н-Коршуниха		
	-	-	ПС 110 кВ Осетрово		
-	-	ПС 110 кВ Подымахино			
-	-	ПС 110 кВ Промбаза			
-	-	ПС 110 кВ Северная			
-	-	ПС 110 кВ Симахинская			
-	-	ПС 110 кВ СТЭМИ			
-	-	ПС 110 кВ ЦРММ			
-	-	ПС 110 кВ Южная			
Филиал Центральные электрические сети	ПС 500 кВ Иркутская	ПС 220 кВ УП-15	ПС 110 кВ Алтарик		
	УПК Тыреть 500 кВ	ПС 220 кВ Черемхово	ПС 110 кВ Ангарская		
	-	-	ПС 110 кВ Балаганск		
	-	-	ПС 110 кВ Бахтай		
	-	-	ПС 110 кВ Белореченская		
	-	-	ПС 110 кВ Вокзальная		
	-	-	ПС 110 кВ Еловка		
	-	-	ПС 110 кВ Заря		
	-	-	ПС 110 кВ ЗГО		
	-	-	ПС 110 кВ Иваническая		
	-	-	ПС 110 кВ Иркутская		
	-	-	ПС 110 кВ Карьерная		
	-	-	ПС 110 кВ Кутулик		
	-	-	ПС 110 кВ Лесозавод		
	-	-	ПС 110 кВ Мирная		
	-	-	ПС 110 кВ Новожилино		
	-	-	ПС 110 кВ Новоникольск		
	-	-	ПС 110 кВ Огнеупоры		
	-	-	ПС 110 кВ Пионерская		
	-	-	ПС 110 кВ Прибрежная		
-	-	ПС 110 кВ Промышленная			
-	-	ПС 110 кВ ПРП			
-	-	ПС 110 кВ Свирск			
-	-	ПС 110 кВ Усольмаш			
-	-	ПС 110 кВ Цемзавод			
-	-	ПС 110 кВ Юбилейная			
Филиал Южные электрические сети	ПС 500 кВ Ключи	ПС 220 кВ Байкальская	ПС 110 кВ Березовая		
	-	ПС 220 кВ БЦБК	ПС 110 кВ Глазово		
	-	ПС 220 кВ Бытовая	ПС 110 кВ Городская		
	-	ПС 220 кВ Восточная	ПС 110 кВ Ерши		
	-	ПС 220 кВ Левобережная	ПС 110 кВ Знаменская		
	-	ПС 220 кВ Ново-Ленино	ПС 110 кВ Знаменская-2		
	-	ПС 220 кВ Малая Елань	ПС 110 кВ ЗКСМ		
	-	ПС 220 кВ Правобережная	ПС 110 кВ ИАЗ		
	-	ПС 220 кВ Светлая	ПС 110 кВ Изумрудная		
	-	ПС 220 кВ Шелехово	ПС 110 кВ Искра		
-	-	ПС 110 кВ Кировская			
-	-	ПС 110 кВ Летняя			
-	-	ПС 110 кВ Луговая			
Наименование собственника				Наименование ПС	
		500 кВ	220 кВ	110 кВ	
	МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	-	-	-	ПС 110 кВ Мельниково
		-	-	-	ПС 110 кВ Молодежная
		-	-	-	ПС 110 кВ Нагорная
		-	-	-	ПС 110 кВ Октябрьская
		-	-	-	ПС 110 кВ Пивзавод
		-	-	-	ПС 110 кВ Печная
		-	-	-	ПС 110 кВ Приморская
		-	-	-	ПС 110 кВ Рабочая
		-	-	-	ПС 110 кВ Релейная
		-	-	-	ПС 110 кВ Рудная
		-	-	-	ПС 110 кВ Сосновая
		-	-	-	ПС 110 кВ Спутник
		-	-	-	ПС 110 кВ Студенческая
		-	-	-	ПС 110 кВ Туристская
		-	-	-	ПС 110 кВ Цимлянская
	-	-	-	ПС 110 кВ Центральная	
	-	-	-	ПС 110 кВ Шелехово	
	-	-	-	ПС 110 кВ Южная	
-	-	-	ПС 110 кВ Новая Лисица		
ООО «Иркутская нефтяная компания»	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПС 220 кВ Сухой Лог			
АО «Витимэнерго»	-	ПС 220 кВ Мамакан	ПС 110 кВ Артемовская		
	-	ПС 220 кВ Дяля	РП 110 кВ Полюс		
	-	ПС 220 кВ Чаянро	ПС 110 кВ Перевоз		
	-	-	ПС 110 кВ Кропоткинская		
	-	-	ПС 110 кВ Бодайбинская		
	-	-	ПС 110 кВ Мараканская		
	-	-	ПС 110 кВ Вачинская		
	-	-	ПС 110 кВ Светлый		
	-	-	ПС 110 кВ Вернинская		
	-	-	ПС 110 кВ Невский		
ООО «Друза»	-	-	ПС 110 кВ Высочайший		
	-	-	ПС 110 кВ Угахан		
	-	-	ПС 110 кВ Анангра		
ПАО «Высочайший»	-	-	ПП 110 кВ Чаянро		
	-	-	ПС 110 кВ Чаянро		
АО «Дальняя Тайга»	-	-	ПС 110 кВ Б.Баллаганах		
(ЭЧ-1) Тайшетская дистанция электроснабжения	-	-	ПС 110 кВ Замзор		
	-	-	ПС 110 кВ Новочунка		
	-	-	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная		
	-	-	ПС 110 кВ Тайшет-Запад		
	-	-	ПС 110 кВ Невельская		
	-	-	ПС 110 кВ Облепиха		
	-	-	ПС 110 кВ УК		
	-	-	ПС 110 кВ ВРЗ		
	-	-	ПС 110 кВ Зима		
	-	-	ПС 110 кВ Нижнеудинск		
Нижнеудинская дистанция электроснабжения (ЭЧ-2)	-	-	ПС 110 кВ Тулушка		
	-	-	ПС 110 кВ Харик		
	-	-	ПС 110 кВ Худовланская		
	-	-	ПС 110 кВ Будагово		
	-	-	ПС 110 кВ Нюра		
	-	-	ПС 110 кВ Андриановская		
	-	-	ПС 110 кВ Большой Луг		
	-	-	ПС 110 кВ Головинская		
	-	-	ПС 110 кВ Гончарово		
	-	-	ПС 110 кВ Делюр		
(ЭЧ-5) Иркутская дистанция электроснабжения	-	-	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		
(ЭЧ-6) Мысовская дистанция электроснабжения	-	ПС 220 кВ Байкальск	ПС 110 кВ Ангарская		
	-	ПС 220 кВ Слодянка	-		
	-	-	ПС 110 кВ Зяба		
(ЭЧ-8) Вихоревская дистанция электроснабжения	-	-	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		
	-	-	ПС 110 кВ Моргудон		
	-	ПС 220 кВ Тубинская	ПС 110 кВ Видим		
	-	ПС 220 кВ Якурим	ПС 110 кВ Ручей		
	-	-	ПС 110 кВ Семигорск		
(ЭЧ-9) Коршуниха-Ангарская дистанция электроснабжения	-	-	ПС 110 кВ Усть-Кут		
	-	-	ПС 110 кВ Хребтовая		
	-	-	ПС 110 кВ Черная		
	-	-	ПС 110 кВ Коршуниха		
	-	-	ПС 110 кВ Игирма		
	-	-	ПС 110 кВ Рудногорск		
	-	-	ПС 110 кВ Карапчанка (Усть-Илимск)		
	-	-	ПС 110 кВ Киренга		
	-	ПС 220 кВ Звездная	-		
	-	ПС 220 кВ Кунерма	-		
Северобайкальская дистанция электроснабжения (ЭЧ-10)	-	ПС 220 кВ Ния	-		
	-	ПС 220 кВ Ульянов	-		
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		
АО «АНХК»	-	-	ПС 110 кВ Н-1		
	-	-	ПС 110 кВ ЦРП-2		
	-	-	ПС 110 кВ ЦРП-8		
АО «БЭСК»	-	-	ПС 110 кВ УП-10		
	-	-	ПС 110 кВ УП-11		
	-	-	ПС 110 кВ УП-12		
ООО «Транснефть- Восток»	-	ПС 220 кВ НПС-2	ПС 110 кВ НПС-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-6	-		
	-	ПС 220 кВ НПС-7*	-		
ООО ЭК «Радан»	-	-	ПС 110 кВ Западная		
ПАО «РУСАЛ Братск»	-	ПС 220 кВ БраАЗ	-		
ОАО «Тыретский солерудник»	-	-	ПС 110 кВ Солерудник		
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	-	-	ПС 110 кВ Мусковит		

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
ООО «ТЭС»	-	-	ПС 110 кВ Топорок
	-	-	ПС 110 кВ Тулун
	-	-	ПС 110 кВ НП-18
	-	-	ПС 110 кВ НП-17
АО «Электросеть»	-	-	ПС 110 кВ ГПП-1
	-	-	ПС 110 кВ ГПП-6
	-	-	ПС 110 кВ Тяговая-1
	-	-	ПС 110 кВ Тяговая-2
	-	-	ПС 110 кВ ПГВ

\*-подстанции находятся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании МЭС Сибири

### 2.16.2 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», ООО «БЭК», АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», АО «БЭС», ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири.

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 01.01.2021 наибольшее число сетей с превышенным сроком эксплуатации находится в зоне обслуживания электрических сетей ОАО «ИЭСК». В таблице 2.16.4 приведена информация о нормативном сроке эксплуатации ВЛ 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области с разделением по энергорайонам и электросетевым компаниям. В таблице 2.16.5 приведена информация о нормативном сроке эксплуатации трансформаторов 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области.

В таблице 2.16.6 приведена информация по воздушным линиям 110 кВ и выше с указанием диспетчерского наименования ЛЭП, класса напряжения, протяженности, числа цепей, марки провода, материала опор, года ввода, индекса технического состояния и собственника ЛЭП.

В таблице 2.16.7 приведена информация по подстанциям 110 кВ и выше с указанием наименования подстанции и ее класса напряжения, диспетчерского наименования ТР(АТР), типа оборудования, года ввода, индекса технического состояния и собственника подстанции.

Данные в таблицах 2.16.6 и 2.16.7 приведены на 1 января 2021 года.

Таблица 2.16.4. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭП, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок истек, %	
<b>110 кВ</b>			
ОАО «ИЭСК»	40	69,93	
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		50	
АО «БЭС»		-	
АО «Витимэнерго»		55,56	
ПАО «ФСК ЕЭС»		-	
ПАО «Русал Братск»		-	
АО «Электросеть»		100	
ООО «ТЭС»		-	
ОАО «СУАЛ»		100	
ООО ЭК «Радян»		-	
АО «АНХК»		-	
ООО «Транснефть-Восток»		-	

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭП, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок истек, %	
<b>220 кВ</b>			
ОАО «ИЭСК»	40	70,67	
АО «Витимэнерго»		0	
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		0	
ПАО «ФСК ЕЭС»		0	
ПАО «Русал Братск»		100	
ОАО «СУАЛ»		-	
ООО «Транснефть-Восток»	-		
<b>500 кВ</b>			
ОАО «ИЭСК»	40	76,92	
ПАО «ФСК ЕЭС»		-	

Таблица 2.16.5. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок истек, %	
<b>110 кВ</b>			
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	25	-	
ООО «Байкальская энергетическая компания»		-	
ОАО «ИЭСК»		80,20	
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		100	
АО «БЭС»		100	
АО «Витимэнерго»		55,56	
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		72,09	
ПАО «ФСК ЕЭС»		-	
ПАО «Русал Братск»		-	
АО «Электросеть»		68,75	
ООО «ТЭС»		25,00	
ОАО «СУАЛ»		-	
ООО ЭК «Радян»	0		
АО «АНХК»	40		
ООО «Транснефть-Восток»	-		
<b>220 кВ</b>			
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	25	-	
ООО «Байкальская энергетическая компания»		-	
ОАО «ИЭСК»		68,67	
АО «Витимэнерго»		0	
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		80,00	
ПАО «ФСК ЕЭС»		0	
ПАО «Русал Братск»	0		
ОАО «СУАЛ»	-		
ООО «Транснефть-Восток»	-		
<b>500 кВ</b>			
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	25	-	
ООО «Байкальская энергетическая компания»		-	
ОАО «ИЭСК»		59,09	
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»	-		
ПАО «ФСК ЕЭС»	0		

Таблица 2.16.6. Информация по воздушным линиям 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
<b>ЛЭП 110 кВ</b>									
1	ВЛ 110 кВ Шелехово - ЭТЦ	110	0,83	2	АС-240/39; АС-300/48; АС-240/39	металл	1987	выше 70	ОАО «СУАЛ»
2	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово I, II, III цепи с отпайками (в собственности АО «СУАЛ»)	110	18,511	2	АС-400/64; АС-400/93	металл	1963	выше 70	ОАО «СУАЛ»
	Отпайки от ИГЭС - Шелехово А, Б, В на:	110	0,168		АС-400/51			выше 70	
	ПС Спутник	110	0,07	2	АС-95/16	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Ерши:							выше 70	
	от цепи А	110	7,118	2	АС-120/27; АС-330/43	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	от цепи В	110	7,262	2	АС-120/27; АС-330/43	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	от цепи Б	110	7,113	2	АС-70/11; АС-120/27	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Изумрудная от отпайки на ПС Ершовская от ИГЭС - Шелехово А, Б	110	0,03	2	АС-185/29			выше 70	
3	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС Гончарово	110	18,06	2	АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Гончарово от ИГЭС – Шелехово В,Г	110	1,732	2	АС-120/19	ж/б	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками	110	9,61	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
5	ВЛ 110 кВ Мельниково – Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	110	16,57	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6	ВЛ 110 кВ Максимовская – Ново-Ленино с отпайкой на ПС ИЗКСМ	110	11,3	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
7	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная I цепь	110	1,272	1	АС-300/39; АС-400/93	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
8	ВЛ 110 кВ Южная – Пивзавод с отпайками	110	8,5	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
9	ВЛ 110 кВ Пивзавод – Ново-Ленино с отпайками	110	14,097	1	АС-185/29	металл	1956	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Академическая от ИГЭС - Мельниково, Южная - Пивзавод	110	1,195	2	АС-95/16	металл	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Студенческая от ИГЭС - Мельниково, Южная - Пивзавод	110	2,872	2	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Пассажирская от отпайки на ПС Студенческая от ИГЭС - Мельниково, Южная - Пивзавод	110	0,053	1	АС-120/19	ж/б	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на КТПБ Мельниковская от ИГЭС - Мельниково, Мельниково - Максимовская	110	0,023	1	АС-185/24		1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Глазково от Пивзавод - Ново-Ленино, Мельниково - Максимовская	110	4,675	2	АС-150/34	металл	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС ИЗКСМ от Пивзавод - Ново-Ленино, Максимовская - Ново-Ленино	110	3,345	2	АС-95/16	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
10	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Иркутск сорт.тяг.	110	2	2	АС-120/19	мет.ж/б	1956	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	110	1,372	1	ACCR 656-T16 26/7 «Grosbeak 636»	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
12	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками	110	9,103	1	ACCR 656-T16 26/7 «Grosbeak 636»; ACCR 427-T13 24/7	металл	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13	ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками	110	8,135	1	ACCR 656-T16 26/7 «Grosbeak 636»; ACCR 427-T13 24/7	металл	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ ИГЭС - Кировская, Южная - Кировская на:	110						выше 70	
	ПС Цимлянская	110	0,023	2	АС-150/24	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Центральная	110	0,016	2	АС-150/24	металл	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Октябрьская	110	0,012	2	ACCR 427-T13 24/7	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Печная	110	0,01	2	АС-150/24	металл	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14	ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая	110	3,154	2	АС-120/19	металл	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	110	20,9	1	АС-300/48; АС-120/19	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
16	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	110	16,61	1	АС-300/66; АС-120/19	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
17	ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	110	16,06	1	АС-300/48; АС-120/19; АС-185/29	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
18	ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	110	23,972	1	АС-120/19; АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19	ВЛ 110 кВ Слюдянка – Подкаменная с отпайками	110	34,98	1	АС-120/19; АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20	ВЛ 110 кВ Подкаменная – Андриановская	110	21,076	1	АС-120/19; АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21	ВЛ 110 кВ Андриановская – Слюдянка с отпайками	110	16,145	1	АС-120/19; АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ Слюдянка - Подкаменная, Андриановская - Слюдянка на:	110						выше 70	
	ПС Ангасолка	110	3,24	2	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Рудная	110	10,71	2	АС-185/29	металл	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22	ВЛ 110 кВ Байкальская - Нагорная I, II цепи с отпайками	110	1,47	2	АС-185/29	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Релейная	110	0,718	2	АС-120/19	металл	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Южная (от цепи А)	110	3,599	1	АС-95/16; АС-185/29	металл	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
23	ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская I, II цепи с отпайками	110	62,919	2	АСПТ-400/51; АС-185/24	мет.ж/б	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ Байкальская - Туристская на:	110						выше 70	
	ПС Приморская	110	1,084	2	АС-150/24	мет.ж/б	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Молодежная	110	0,658	2	АС-150/24	металл	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Березовая от отпайки от ВЛ Байкальская - Туристская на ПС Молодежная	110	1,217	2	АС-300/39	металл, ж/б	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Летняя	110	2,957	2	АС-95/16	ж/б	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Сосновая	110	1,071	2	АС-95/16	металл	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Байкальская	110	14,524	2	АС-300/39; АС-185/29	металл, ж/б	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
24	ВЛ 110 кВ Туристская - Листвянка	110	4,98	2	АС-120/19	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Включена на напр.35 кВ	110	1,26	1	АС-120/19	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
25	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I, II цепи с отпайками	110	6,876	2	АС-185/29	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Рабочая	110	2,34	2	АС-185/29	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Знаменская	110	0,05	1	АС-185/29	металл	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»



№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Отпайки на ПП 110 кВ на ПС Городская	110	0,005	2	АС-185/29		2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
26	ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I, II цепи с отпайками	110	28,776	2	АС-95/16	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I, II цепь на ПС Пивовариха	110	7,168	2	АС-120/19	металл	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27	ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепи с отпайками	110	23,887	2	АС-150/24	мет,ж/б	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Карлук	110	0,216	2	АС-150/24	мет,ж/б	1976, 86	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Хомутово	110	1,696	2	АС-150/24	мет,ж/б	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27а	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I, II цепи с отпайкой на ПС Оёк	110	49,807	2	АС-150/24	мет,ж/б	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
28	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I, II цепи (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А, Б)	110	35,246	2	АСКП-240/32; АС-240/32; АС-300/66	мет,ж/б	2009, 2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ ТЭЦ-10 - Урик Б на ПС Никольск	110	27,475	1	АС-95/16	мет,ж/б	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
29	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск	110	21,43	1	АС-95/16	мет,ж/б	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
30	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка	110	60,8	2	АС 120/19	мет,ж/б.	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
31	ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей	110	35,42	1	АС-95/16	дер,ж/б.	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Оса – Тихоновка на ПС Енисей	110	7,29	2	АС-120/19	мет,ж/б	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
32	ВЛ 110 кВ Оса – Бохан	110	23,97	1	АС-150/24	мет,ж/б	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
33	ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I, II цепи с отпайками (ВЛ 110 кВ Оса – Н.Уда-А, Б)	110	91,39	2	АС-70/11; АС-120/19	ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Бильчир	110	1,5	1	АС-70/11	дер.	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Ново-Ленино	110	12,3	1	АС-70/11	ж/б	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
34	ВЛ 110 кВ Жигалово – Знаменка	110	26,618	1	АС-300/39; АС-120/19; АС-150/24	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
35	ВЛ 110 кВ Новая Уда – Знаменка	110	113,346	1	АС-300/39	металл	2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
36	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I, II цепи с отпайками	110	67,38	2	АС-150/24	мет,ж/б.	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Олой	110	0,24	1	АС-150/24		1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Ользоны	110	2,3	1	АС-95/16	ж/б	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
37	ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг I, II цепи с отпайками	110	115,72	2	АС-150/24	мет,ж/б.	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Хогот	110	3,22	2	АС-70/11	ж/б	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Манзурка	110	3,7	2	АС-150/24	мет,ж/б.	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Хорбатого	110	4,93	2	АС-150/24	мет,ж/б.	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
38	ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I, II цепи с отпайками	110	72,8	2	АС-185/29	мет,ж/б.	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка ВЛ Баяндай – Еланцы А, Б на ПС Косая Степь	110	0,025	2	АС-185/29		1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
39	ВЛ 110 кВ Качуг – Жигалово	110	117,05	1	АС-120/19; АС-400/51	мет,ж/б	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
40	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Электростанция	110	3,2	1	АС-120/19	мет,ж/б	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
41	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Гаханы	110	46,94	2	АС-150/24	мет,ж/б.		выше 70	ОАО «ИЭСК»
42	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – ГПП-1 ПС Иркутская (до ГПП-2)	110	7,154	2	2хАС-500/64	мет.	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 бл.3 – ГПП-2	110	7,53		2хАС-500/64			выше 70	ОАО «ИЭСК»
43	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 (бл. 4) – ГПП-1 (до ГПП-2)	110	7,042	2	2хАС-500/64	мет.	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 бл.5 – ГПП-2	110						выше 70	ОАО «ИЭСК»
44	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 (бл. 6 и 7) – ГПП-2	110	6,951	2	2хАС-500/64	мет.	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
45	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 бл.8 – ГПП-2	110	6,954	2	2хАС-500/64	мет.	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
46	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино	110	22,732	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
47	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная	110	8,369	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
48	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Еловка	110	8,987	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ ТЭЦ-10 – Ново-Ленино на:	110						выше 70	
	ПС ПРП	110	0,314	2	АС-70/11	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Водозабор-2	110	1,599	2	АСКП-185/29	металл	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Мерет	110	4,19	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ ТЭЦ-10 – Еловка, на:	110						выше 70	
	ПС ПРП	110	0,287	2	АС-70/11	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Водозабор-2	110	0,195	2	АСКП-185/29	металл	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Мерет	110	4,19	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
49	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Водозабор-1 с отпайкой на ПС Суховская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Водозабор-1)	110	7,343	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
50	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Водозабор-1 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Водозабор-1)	110	5,489	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
51	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Иркутская ТЭЦ-9 с отпайками (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – ТЭЦ-9)	110	15,502	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ ТЭЦ-10 – Водозабор №1, ТЭЦ-10 – ТЭЦ-9 на:	110						выше 70	
	ПС Суховская	110	0,35	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Водозабор-1	110	1,112	1	АС-185/29	мет.	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
52	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – ЦРП-2	110	2,7	1	А-400	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
53	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – ТЭЦ-1	110	5,345	2	АС-185/29; АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
54	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Мирная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Мирная)	110	3,46	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
55	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – Мирная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – Мирная)	110	3,239	1	М-120	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
56	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Ангарская с отпайкой на ПС Промышленная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Ангарская)	110	5,135	1	АС-500/64; АСК-300/39; АС-185/29	металл	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ ТЭЦ-9 – Ангарская на ПС Промышленная	110	0,341	1	АС-185/24	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
57	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – ГПП-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – ГПП-2)	110	8,215	1	2хАС-500/64; 2хАС-300/39; 2хАС-400/93	металл	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ТЭЦ-9 – ГПП-2 ПС Иркутская на ПС Ангарская	110	3,426	1	АС-185/29	металл	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Промышленная от отпайки на ПС Ангарская	110	0,243	1	АС-185/24	металл	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ ТЭЦ-9 – ГПП-2 на ПС Н-3	110	0,5	1	АС-120/19			выше 70	ОАО «ИЭСК»
58	ВЛ 110 кВ ГПП-2 ПС Иркутская – Прибрежная	110	17,452	2	АС-185/128	металл	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Пионерская	110	16,382	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Юбилейная от отпайки на ПС Пионерская	110	1,465	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
59	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – УП-12	110	7,246	1	АС-400/64; АС-400/51; АС-300/39	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
60	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – УП-8	110	2,166	1	АС-400/51	металл	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
61	ВЛ 110 кВ УП-12 – УП-10	110	2,082	1	АС-400/51; АС-300/39	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
62	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – УП-10	110	5,187	1	АС-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
63	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – УП-11	110	6,584	1	АС-400/51; АС-240/32	металл	1983, 2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
64	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I, II цепи (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – УП-15-А, Б)	110	3,15	2	М-120; АС-185/29; АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
65	ВЛ 110 кВ УП-15 – УП-11	110	1,577	1	А-300; АС-300/39	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
66	ВЛ 110 кВ УП-15 – УП-12 I, II цепи	110	25,994	2	А-400; АС-300/39; АС-300/48; АС-400/64	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
67	ВЛ 110 кВ УП-15 – УП-8 с отпайкой	110	5,366	1	АС-240/32; АС-300/39	металл	1970, 1981, 1983, 2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ УП-15 – УП-8 на ПС ЦРП-2	110	3,5	1	А-400; АС-120	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
68	ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод I, II цепи	110	5,326	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
69	ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками (ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усольская)	110	27,6	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
70	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Усолье-Сибирское (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Усольская)	110	7,33	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
71	ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками	110	28,157	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ Цемзавод – Усольская, Вокзальная – Цемзавод на:	110						выше 70	
	ПС Тельма	110	0,478	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС ЗГО	110	2,8	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Усольмаш от отпайки на ПС ЗГО	110	0,325	2	АС-120/19			выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Новожилино	110	21,707	2	АС-70/11	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
72	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Вокзальная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Вокзальная)	110	8,272	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
73	ВЛ 110 кВ Тельма – Б.Жилкино I, II цепи	110	22	2	АС-95/16	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
74	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Карбидные печи I, II цепи	110	0,428	2	АС-300/48	металл	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
75	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Белореченская)	110	10,51	1	АС-185/29	мет,ж/б	1956	выше 70	ОАО «ИЭСК»
76	ВЛ 110 кВ Белореченская – Лесозавод с отпайкой на ПС Половина	110	35,422	1	АС-185/29	мет,ж/б	1956	выше 70	ОАО «ИЭСК»
77	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Мальта)	110	14,433	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
78	ВЛ 110 кВ Мальта – Лесозавод с отпайкой на ПС Половина	110	27,408	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Белореченск - Лесозавод, Мальта - Лесозавод на ПС Половина	110	2,93	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
79	ВЛ 110 кВ Лесозавод – Черемхово I, II цепи с отпайкой на ПС Огнеупоры	110	29,19	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Лесозавод - Черемхово А, Б на П								

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
93	ВЛ 110 кВ Балаганск – Новонкутск	110	57,4	1	АС-150/24	ж/б	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
94	ВЛ 110 кВ Новонкутск – Бахтай	110	34,93	2	АС-150/24	мет.ж/б.	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
95	ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская I, II цепи	110	3,151	2	АС-185/29	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
96	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская – Балаганск	110	72,348	1	АпС-120/19; АСК-120/19	мет.дер.	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
97	ВЛ 110 кВ Новозиминская - ГПП-1	110	7,986	1	АСК-400/51	металл	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
98	ВЛ 110 кВ ГПП-1 - Новозиминская ТЭЦ	110	4,821	1	АСК-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
99	ВЛ 110 кВ Новозиминская - ГПП-2	110	8,713	1	АСК-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
100	ВЛ 110 кВ ГПП-2 - Новозиминская ТЭЦ	110	1,754	1	АСК-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
101	Новозиминская ТЭЦ - Ока с отпайкой	110	14,452	2	АСК-185/29; АС-185/29	ж/б.мет.	1974-94	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Новозиминская ТЭЦ - Ока на Зиминский с/х комплекс	110	8,74	2	АпС-120/19	ж/б.мет.	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
102	Новозиминская ТЭЦ - Новозиминская с отпайкой	110	9,984	2	АС-400/51	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Новозиминская ТЭЦ - Новозиминская на ПС Стройбаза	110	0,11	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
103	ВЛ 110 отпайкой на ПС НПС-Кимельтей (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Харик)	110	39,9	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
104	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Куйтун)	110	49,974	1	АпС-185/29; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ НЗТЭЦ - Харик, НЗТЭЦ - Куйтун на НПС Кимельтей	110	2,374	2	АС-185/29	ж/б	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
105	ВЛ 110 кВ Харик – Куйтун	110	17,858	1	АпС-185/29; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
106	ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулюшка с отпайкой на ПС Майская	110	32,49	1	АпС-185/29; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
107	ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	110	64,39	1	АпС-185/29; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
108	ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра	110	36,1	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Куйтун - Тулун, Куйтун - Тулюшка на ПС Майская	110	0,03	2	АС-95/16		1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Куйтун - Тулун, Тулюшка - Тулун на ПС Нюра	110	1,1	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
109	ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I, II цепи с отпайками	110	59,075	2	АС-300/66; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Котик	110	Рядом с ВЛ	2	АС-185/29		1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Будагово	110	1,75	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
110	ВЛ 110 кВ Шеберта – Худоеланская	110	17,371	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
111	ВЛ 110 кВ Шеберта – Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	110	63,231	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
112	ВЛ 110 кВ Худоеланская – Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	110	50,462	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Шеберта - Нижнеудинск, Худоеланская - Нижнеудинск на ПС Рубахино	110	0,065	2	АС-185/29	металл	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
113	ВЛ 110 кВ Шеберта - Катарбей	110	40,3	1	АпС-120/19	мет.ж/б	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
114	ВЛ 110 кВ Тулун - НПС Тулун с отпайкой	110	12,604	2	АС-95/16	мет.ж/б	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Тулун - НПС на ПС Стеклозавод	110	5,552	2	АС-150/19; АпС-120/19; АС-95/16	мет.ж/б	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
115	ВЛ 110 кВ Тулун - Бадар с отпайкой	110	26,089	1	АС-120/19; АС-185/29	мет.дер	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка ОТ ВЛ Тулун - Бадар на ПС Азейская	110	0,574	1	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
116	ВЛ 110 кВ Тулун - Азейская с отпайкой	110	3,473	1	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Тулун - Бадар, Тулун-Азейская на ПС ЦЭП ТУР	110	7,757	1	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
117	ВЛ 110 кВ Тулун - Алгатуй I, II цепи	110	41,5	2	АпС-150/34	металл, ж/б	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
118	ВЛ 110 кВ Тулун - Гуран (исключена на 10 и 35 кВ)	110	28,95	2	АС-120/19	ж/б	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		110	1,52	1	АС-120/19	ж/б	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
119	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ	110	14,9	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
120	ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук	110	63,771	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
121	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад	110	11,67	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
122	ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук	110	60,937	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ ВРЗ - Замзор, Водопад - Замзор на ПС Ук	110	0,53	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
123	ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок	110	35,752	1	АС-300/66; АС-300/39	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
124	ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха	110	58,771	1	АС-300/66; АС-300/39	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
125	ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками	110	79	1	АС-300/66	мет.ж/б	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ Замзор - Силикатная, Замзор - Тайшет: на ПС Топорок	110	2,27	2	АС-300/39	мет.ж/б	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Силикатная - Тайшет, Замзор - Тайшет на ПС Облепиха	110	1,96	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
126	ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запаль тяговая (С-43) (до гр.отв.)	110	127,3	1	АС-150/24	мет.ж/б	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запаль тяговая (С-46) (до гр.отв.)	110	28,3	1				выше 70	ОАО «ИЭСК»
127	ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864)	110	18,28	1		металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
128	ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59)	110	14,235	1	АС-300/48	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Бирюса - Тайшет, Тайшет - Тайшет тяг. на ПС НП-17	110	0,87	2	АС-120/19	мет.ж/б	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
129	ВЛ 110 кВ Юрты – Бирюса (С-62) (до гр. отв.)	110	8,14	1	АС-300/48; АС-300/39	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
130	ВЛ 110 кВ Решоты – Тайшет-Запад (С-61) (до гр. отв.)	110	15,333	1	АС-300/48	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
131	ВЛ 110 кВ Тайшет - ЗСМ I, II цепи	110	2,7	2	АС-185/29	металл	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
132	ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская	110	85,136	1	АС-300/39	мет.ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
133	ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет-Восточная с отпайкой на ПС Невельская	110	85,5	1	АС-300/39	мет.ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
134	ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет	110	1,095	1	АС-300/39	мет.ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка о ВЛ Ново-Чунка – Тайшет, Ново-Чунка – Восточная на Невельскую	110	0,5	2	АС-300/39	мет.ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
135	ВЛ 110 кВ Чуна тяговая – Новочунка I, II цепи с отпайкой на ПС Лесогорск	110	34,75	2	АС-185/29; АС-300/39	ж/б.мет.	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Чуна тяговая – Ново-Чунка на ПС Лесогорская	110	0,193	2	АС-300/39		1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
136	ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая	110	9,055	1	АС-240/32	ж/б.мет.	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
137	ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна	110	74,756	1	АС-240/32; АС-300/48; АС-300/66; АС-330/43	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
138	ВЛ 110 кВ Чукша – Чуна тяговая	110	37,966	1	АС-240/32	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
139	ВЛ 110 кВ Огневка – Чукша	110	44,337	1	АС-240/32; АС-300/66; АС-330/43	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
140	ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна Док (оп.1-109)	110	38,121	1	АС-240/32	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
141	ВЛ 110 кВ Огневка – Чукша (оп.1-109)	110	38,175	1	АС-240/32	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
142	ВЛ 110 кВ МПС – Опорная с отпайками	110	20,493	1	АС-185/29; АС-240/32; АС-330/43	металл	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка о ВЛ МПС - Опорная на ПС Вихоревка	110	0,76	1	АС-185/29	дерево	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
143	ВЛ 110 кВ МПС – Огневка с отпайками	110	66,367	1	АС-185/29; АС-330/43	металл	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ МПС - Огневка на ПС Вихоревка	110	0,76	1	АС-240/32	дерево	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ МПС - Опорная, МПС - Огневка на ПС Солнечная	110	0,8	2	АС-180/39	металл	1981	выше 70	АО «БЭСК»
144	ВЛ 110 кВ Опорная – Турма	110	34,296	1	АС-185/29; АС-240/32; АС-330/43	металл	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
145	ВЛ 110 кВ Турма – Огневка	110	24,08	2	АС-185/29	металл	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
146	ВЛ 110 кВ БЛПК – Насосная I, II цепи с отпайками	110	6,9	2	АС-70/11; АС-185/29	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ БЛПК - Насосная на ПС Южная	110	1,2	2	АС-70/11	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
147	ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I, II цепи с отпайками	110	7,5	2	АС-185/29	Металл	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ БЛПК - Западная А, Б на: ПС Северная	110	4,1	2	АС-185/29	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Городская	110	2	2	АС-185/29	металл	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
148	ВЛ 110 кВ БЛПК - Промбаза I, II цепи с отпайками	110	3,5	1	АС-70/11	дерево	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ БЛПК - Промбаза А на ПС №18	110	0,5	1	АС-70/11	дерево	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
149	ВЛ 110 кВ БЛПК - Иркутская ТЭЦ-6 I, II цепи с отпайками	110	0,73	2	АС-185/29	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
150	ВЛ 110 кВ БЛПК – ЛДК I, II цепи с отпайками	110	0,66	2	АС-120/19	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
151	ВЛ 110 кВ БЛПК – Хлорная I, II цепи с отпайками	110	4,9	1	АСК-185; АСК-185	металл	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
152	ВЛ 110 кВ Опорная - Кузнецовка I, II цепи с отпайками	110	17,66	1	АпС-120/19	металл	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
153	ВЛ 110 кВ Опорная - Калтук с отпайкой	110	16	1	АпС-120/19; АпС-150/24	металл	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Опорная - Кузнецовка, Опорная - Калтук на ПС Моргудон	110	4,6	2	АпС-120/19	металл	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
154	ВЛ 110 кВ Падунская – Западная с отпайкой на ПС Бикей	110	29,19	1	АЖ-150	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
155	ВЛ 110 кВ Падунская – Инкубатор	110	6,024	1	АЖ-150	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
156	ВЛ 110 кВ Инкубатор – Западная с отпайкой на ПС Бикей	110	26,214	1	АЖ-150	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Падун - Западная, Инкубатор - Западная на ПС Бикей	110	Рядом с ВЛ	1			1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
157	ВЛ 110 кВ Западная – Котельная I, II цепи:	110	3,1	2	АС-150/24; АС-95/16	металл	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
158	ВЛ 110 кВ Падунская – Гидростроитель I, II цепь с отпайкой на ПС КПД	110	10,79	2	АС-185/29	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
159	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I, II цепи с отпайками	110	4,54	2	АС-185/29; АС-120/19	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС СТЭМИ	110	0,452	2	АС-185/29	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Ангарстрой	110	Рядом с ВЛ	2			1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
160	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	110	29,06	1	АС-120/22; АС-185/34 (по ГОСТ839-59)	мет.дер.	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
161	ВЛ 110 кВ Зяба – Кежма	110	40,84	1	АС-120/22; АС-185/34 (по ГОСТ839-59)	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
162	ВЛ 110 кВ Кежма – Видим	110	55,342	1	АС-120/22; АС-185/34; 2АС-150/24 + АС-185/34	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
163	ВЛ 110 кВ Видим – Черная	110	40,494	1	АС-120/22	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
164	ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	110	39,282	1	АС-120/22; АС-150/24	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
165	ВЛ 110 кВ Коршуниха – Н.Коршуниха I, II цепи	110	8,57</						

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
175	ВЛ 110 кВ Рудногорская – Березняки I, II цепи с отпайками (№101, №102)	110	43,5	2	АС-120/19	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Ждановская	110	2,4	2	АС-95/16	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Игирма	110	14	2	АС-95/16	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Карьер	110	15,3	2	АС-95/16	металл	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
176	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная I, II цепи (ВЛ 110 кВ УИТЭЦ – Таежная-1, 2)	110	9,821	2	АКп-240; АС-240/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
177	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная III, IV цепи (ВЛ 110 кВ УИТЭЦ – Таежная-3, 4)	110	9,726	2	АКп-240; АС-240/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
178	ВЛ 110 кВ Таежная – Каралчанка I, II цепи с отпайками	110	9,15	2	АС-150/24	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Таежная – Каралчанка на ПС Межница	110	2,52	2	АЖ-120	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
179	ВЛ 110 кВ Таежная – Симахинская I, II цепи	110	2,85	2	АС-185/29	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
180	ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская 1 цепь с отпайкой на ПС Бодайбинская, ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская 2 цепь	110	129,4 (по 2 цепям)	-	2*АС-150/24; АС-150/24; АС-120/19; АС-120/27	металл, дерево	1990	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
181	ВЛ 110 кВ Артемовская - Мараканская	110	60	1	АС-120/19	дерево	1963	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
182	ВЛ 110 кВ Кропоткинская - Вернинская с отпайкой на РП Полюс	110	18,703	1	АС-185/24; АС-95/16	н/д	2014	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
183	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Бодайбинская [3С]	110	12,2	1	АС-120/19	дерево	1961	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
184	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Мамакан 1, 2 цепь	110	0,5	2	АС-185/29	металл	1989, 2020	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
185	ВЛ 110 кВ Артемовская - Кропоткинская	110	57	1	АС-120/19	дерево	1961	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
186	ВЛ 110 кВ Кропоткинская - Невский	110	7,8	1	АС-120/19	дерево	1964	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
187	ВЛ 110 кВ Невский - Перевоз	110	127,2	1	АС-120/19	дерево	1964	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
188	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1	110	19,8	1	АС 300/39; АС 240/32	металл	2015, 2019	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
189	ВЛ 110 кВ Коршуника - Коршуника тяг. I, II цепи	110	1	2	АС-120/19	металл	1959	82,05	АО «Электротросеть»
190	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Мусковит	110	81,5	1	АС-95, АС-120	дерево	1965	выше 70	ОГУЭП «Облкоммуэнерго»
191	ВЛ 110 кВ Еланцы – Черноруд цепь А	110	24,76	1	АС-120/19	ж/б, металл	2006	Выше 70	ОГУЭП «Облкоммуэнерго»
ЛЭП 220 кВ									
1	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ I цепь с отпайкой на ПС Байкальская (ВЛ-201)	220	10,723	1	АС-400/51; АС-400/93	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
2	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ II цепь с отпайкой на ПС Байкальская (ВЛ-202)	220	11,253	1	АС-400/51; АС-400/93	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Байкальскую от ВЛ-201, 202	220	1,922	2	АС-300/39	металл	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
3	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская № 1 с отпайками (ВЛ-203)	220	34,834	1	АС-400/51; АС-400/93	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская № 2 с отпайками (ВЛ-204)	220	37,19	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ-203, 204 на ПС Ново-Ленино	220	5,246	2	АС-300/39	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ-203, 204 на ПС Бытовая	220	3,636	2	АС-300/39	металл	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
5	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Правобережная I, II цепи с отпайкой на ПС Левобережная (ВЛ 220 кВ НИТЭЦ – Правобережная А, Б)	220	21,805	2	АС-300/39	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Левобережная от НИТЭЦ - Правобережная А, Б	220	0,17	2	АС-300/39	металл	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6	ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I цепь	220	62,972	1	АС-500/64; АЕРО-Z AACSR Z 747	металл	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
7	ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II цепь	220	63,358	1	АС-500/64; АЕРО-Z AACSR Z 747	металл	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
8	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово I, II цепи с отпайками (ВЛ-209, ВЛ-210)	220	42,705	2	АС-500/64	металл	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Светлая от ВЛ 209, 210	220	2,85	2	АСкП-240/32	металл	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
9	ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка	220	111,198	1	АС-300/39; 2хАС-300/39; АС-400/51	сталь	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
10	ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка	220	109,864	1	АС-300/39	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на Слюдянку от ШБЦ-269, 270	220	0,013	2	АС-300/39	н/д	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	220	174,405	1	3хАС-300/39; 3хАС-300/66; АС-400/51	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
12	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 1	220	1,573	1	2хАС-300	металл	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 2	220	2,063	1	2хАС-300	сталь	2018	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14	ВЛ 220 кВ Ключи – Общезаводская А	220	1,214	1	АС-400/51	металл	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15	ВЛ 220 кВ Ключи – Общезаводская Б	220	1,267	1	АС-400/51	металл	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
16	ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272) (до р. Снежная)	220	35,263	2	АС-300/39	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
17	ВЛ 220 кВ БЦБК – Байкальск (БЦБ-271)	220	6,88	2	АС-300/39	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
18	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273) (до р. Снежная)	220	30,996	2	АС-300/39	металл	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19	ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 (ВЛ-215)	220	100,389	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20	ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 2 с отпайками (ВЛ-216)	220	99,014	1	АС-400/64; АС-400/51	металл	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21	Отпайка на ТЭЦ-11 от ВЛ- 215, 216	220	2,496	2	АС-400/51	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22	Отпайка на эл.котельную от ВЛ-215, 216	220	0,989	2	АС-300/39	металл	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
23	(эл.котельная не эксплуатируется)	220	1,028					выше 70	ОАО «ИЭСК»
24	Заход на ПС Лесная бывших ВЛ-215, 216 (под охранным напряжением)	220	12,033	2	АС-400/51	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
25	Заход на ПС Лесная бывших ВЛ-221, 222	220	12,042	2	АС-400/51	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
26	ВЛ 220 кВ Иркутская – УП-15 № 1 (ВЛ-213)	220	25,327	1	АС-500/64; АС-300/39	металл, ж/б	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27	ВЛ 220 кВ Иркутская – УП-15 № 2 (ВЛ-214)	220	22,1	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
28	ВЛ 220 кВ Черемхово – Ново-Зиминская (ВЛ-230)	220	147,417	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
29	ВЛ 220 кВ Ново-Зиминская – Тулун (ВЛ-231)	220	130,998	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
30	ВЛ 220 кВ Тулун – Поконое (ВЛ-232)	220	125,497	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
31	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Поконое (233) участок СЭС оп.178-341а	220	61,851	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
32	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Поконое (233)	220	116,424	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
33	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Падунская I цепь (ВЛ-235)	220	4,351	1	АС-400/64	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
34	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Падунская II цепь (ВЛ-236)	220	4,406	1	АС-300/48	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
35	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - оп.13/14 (237)	220	4,194	1	АС-300/39	металл	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
36	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская (ВЛ-238)	220	15,645	1	АС-400/64; АС-300/39; БС-400	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
37	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БЛПК (ВЛ-239)	220	42,74	1	АС-300/39; АС-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
38	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Седановский ПП I цепь (ВЛ-242)	220	96,408	1	АС-300/39; АС-300/48	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
39	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Седановский ПП II цепь (ВЛ-243)	220	95,03	1	АС-300/39; АС-300/48	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
40	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Сибирская с отпайкой на ПС № 6 (ВЛ-245)	220	8,4	1	АС-300/48; АС-500/64; АС-500/336	мет.дер	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС №6 от ВЛ-245	220	0,05	1	АС-300/48	н/д	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
41	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Сибирская с отпайками (ВЛ-246)	220	11,2	1	АС-300/48; АС-500/64; АС-500/336	мет.дер	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ-246 на ПС №6	220	0,05	1	АС-300/48	н/д	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ-246 на ПС №3	220	0,17	1	АС-300/48	н/д	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
42	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Рудногорская с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-247)	220	113,461	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
43	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Коршуника с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-248)	220	208,536	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
44	ВЛ 220 кВ Коршуника – Рудногорская (ВЛ-249)	220	95,352	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
45	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250)	220	84,366	1	АС-400/72; АС-400/64; АС-300/39; АС-330/43; БС-400; 2 АС-400/72 + АС-330/43	металл	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на: Заводскую	220	3,4	1	АС-300/39	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
46	ВЛ 220 кВ НПС-4 – Коршуника (ВЛ-251)	220	84,797	1	АС-400/64	металл	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
47	ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 2 с отпайками (ВЛ-233)	220	33,73	1	АС-300/39	металл	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
48	ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 3	220	34,557	1	АС-300/39	металл	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
49	ВЛ 220 кВ Д-142 СПП – Джижива цепь-1	220	112,16	1	АС-240/32; АС-240/39	мет.дер	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
50	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная I цепь с отпайкой на ПС № 3 (ВЛ 220 кВ УИГЭС – Таежная-А)	220	4,62	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
51	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная II цепь (ВЛ 220 кВ УИГЭС – Таежная-Б)	220	4,376	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
52	ВЛ 220 кВ Коршуника – Лена	220	120,026	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
53	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Коршуника	220	134,052	1	АС-300/39	металл	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
54	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Лена	220	13,604	1	АС-300/39	металл	1977-80	выше 70	ОАО «ИЭСК»
55	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная	220	41,514	1	АС-300/39	металл	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
56	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим I цепь	220	6,729	1	АС-300/39	металл	1977-80	выше 70	ОАО «ИЭСК»
57	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь	220	7,106	1	АС-300/39	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
58	ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга	220	96,346	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
59	ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	220	87,861						

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
68	Отпайка на БЛПК от БРАЗ-V	220	12,832	1	АС-400/64	металл	1979	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
69	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БРАЗ VII, VIII цепи (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	39,4	2	АС-500/64	металл	1967	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
70	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БРАЗ IX, X цепи (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	39,934	2	АС-500/64	металл	1973	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
71	ВЛ 220 кВ БГЭС-БРАЗ XI-XII (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	40,154	2	АС-500/64	металл	1975	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
72	Отпайка на Пурсей от ВЛ БГЭС - БРАЗ - IX, XII	220	2,77	2	АС-240/32; АС-300/39	металл	1975	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
73	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Шелехово I, II цепь (ВЛ-207, ВЛ-208)	220	15,998	2	АС-400/51	металл	1984	выше 70	ОАО «СУАЛ»
74	ВЛ 220кВ Усть-Кут - НПС 6 №1	220	61,88	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЭЭС»
75	ВЛ 220кВ Усть-Кут - НПС 6 №2	220	61,855	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЭЭС»
76	ВЛ 220кВ НПС 6 - НПС 7 №1	220	124,726	1	АС-240/32	металл	2018	выше 70	ПАО «ФСК ЭЭС»
77	ВЛ 220кВ НПС 6 - НПС 7 №2	220	124,82	1	АС-240/32	металл	2018	выше 70	ПАО «ФСК ЭЭС»
78	ВЛ 220кВ НПС 7 - НПС 9 1 цепь с отпайкой на ПС НПС 8	220	232,617	1	АС-240/56; АС-240/32	металл	2008, 2015, 2018	выше 70	ПАО «ФСК ЭЭС»
79	ВЛ 220кВ НПС 7 - НПС 9 2 цепь с отпайкой на ПС НПС 8	220	233,026	1	АС-240/56; АС-240/32	металл	2008, 2015, 2018	выше 70	ПАО «ФСК ЭЭС»
80	ВЛ 220кВ Пеледуй - НПС 9 №1	220	242,776	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЭЭС»
81	ВЛ 220кВ Пеледуй - НПС 9 №2	220	242,847	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЭЭС»
82	ВЛ 220кВ Городская - Пеледуй №1	220	217,32	1	АС-400/51	металл	2014	95	ПАО «ФСК ЭЭС»
83	ВЛ 220кВ Городская - Пеледуй №2	220	217,212	1	АС-400/51	металл	2012	95	ПАО «ФСК ЭЭС»
84	ВЛ 220кВ Пеледуй - Сухой Лог №1	220	261,329	1	АС-300/39; АС-500/336 переход ч/з р.»Лена» пр.оп.№33/1-33/4	металл	2015, после реконструкции 2019	90,67	ПАО «ФСК ЭЭС»
85	ВЛ 220кВ Пеледуй - Сухой Лог №2	220	261,991	1	АСПк 240/56-А1Ф/40СА; ААСCRZ 647 переход ч/з р.»Лена» пр.оп.№33-38	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЭЭС»
86	ВЛ 220кВ Мамакан - Сухой Лог цепь №1	220	128,6	1	АСПк 240/56; ААСCRZ 527	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЭЭС»
87	ВЛ 220кВ Мамакан - Сухой Лог цепь №2	220	128,6	1	АСПк 240/56; ААСCRZ 527	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЭЭС»
88	ВЛ 500кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №2	220 (эксплуатационное)	294,6	1	АСк2у 300/39	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЭЭС»
89	ВЛ 220 кВ Таксимо - Мамакан 1 цепь, ВЛ 220 кВ Таксимо - Мамакан 2 цепь с отпайками	220	212	2	АС-400/51; АС-300/39	металл	1989		ОАО «Вити-мэнэрга»
90	ВЛ-220 кВ Тубинская (отп. от ВЛ-220 Усть-Илимская ГЭС - РП Коршуниха)	220	5	1	АС-300	металл	1995	81	ОАО «РЖД»
ЛЭП 500 кВ									
1	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет (ВЛ-501)	500	216,92	1	3хАС-500/64	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
2	ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная	500	213,01	1	3хАС-500/64	металл	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
3	ВЛ 500 кВ Озерная - Тайшет №1	500	12,918	1	3хАС-500/64	металл	1966, 2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4	ВЛ 500 кВ Озерная - Тайшет №2	500	12,461	1	3хАС-500/64	металл	1963, 2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
5	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская (ВЛ-560)	500	308,9	1	3хАпС-300/39; 2хАЖС-500/336	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1 (ВЛ-561)	500	242	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
7	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2 (ВЛ-562)	500	241,818	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
8	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 1 (до гр. Иркутской области - 39,75, всего - 243 км)	500	0	1	3хАС-500/64	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
9	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 2 (до гр. Иркутской области - 40,374, всего - 243,454 км)	500	0,454	1	3хАС-500/64	металл	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
10	ВЛ 500 кВ Тулун – УПК Тыреть (ВЛ-563)	500	159,4	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11	ВЛ 500 кВ Тулун – Ново-Зиминская (ВЛ-564)	500	126,132	1	3хАС-500/64; 3хАС-500/26; 3хАС-500/26	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
12	ВЛ 500 кВ Ново-Зиминская – УПК Тыреть (ВЛ-568)	500	50,302	1	3хАС-500/64; 3хАС-500/26	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет (ВЛ-501)	500	71,906	1	3хАС-500/64	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14	ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная	500	72,428	1	3хАС-500/64	металл	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская (ВЛ-560) участок СЭС оп.1-360	500	145,87	1	3хАпС-300/39; 2хАЖС-500/336	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
16	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1 (ВЛ-561)	500	178,168	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
17	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2 (ВЛ-562)	500	179,783	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
18	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569)	500	71,24	1	3хАС-500/64	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570)	500	68,415	1	3хАС-500/64	металл	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братская ГЭС (ВЛ-571)	500	256,702	1	2хАС-500/336; 3хАС-330/43	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братский ПП (ВЛ-572)	500	256,148	1	2хАС-500/336; 3хАС-330/43	металл	1976	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1	500	278,433	1	3хАС-300/39	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
23	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть – Иркутская (ВЛ-565)	500	179	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
24	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть – Ключи (ВЛ-566)	500	223,921	1	3хАС-500/64	металл	1961, 2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
25	ВЛ 500 кВ Иркутская – Ключи (ВЛ-581)	500	49,426	1	3хАС-300/39	металл	1993, 2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
26	участок под охранним напряжением - бывшая ВЛ-566	500	2,957	1	3хАС-500/64	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»

Таблица 2.16.7. Информация по подстанциям 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
Оборудование 110 кВ							
1.	Хомутово	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	2014	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
2.	Карлук	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		2	110	ТДТН-25000/110/10	2019	выше 70	ОАО «ИЭСК»
3.	Пивовариха	T-1	110	ТДТН-40000/110/35/10	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-40000/110/35/10	2019	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4.	Покровская	T-1	110	ТРДН-40000/110/10	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-40000/110/10	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
5.	Никольск	T-1	110	ТМ-6300/110/10	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		4	110	ТДТН-10000/110/35/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6.	Урик	T-1	110	ТДТН-40000/110/35/10	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	SFSZ -40000/110/35/10	2016	выше 70	ОАО «ИЭСК»
7.	Оёк	T-1	110	SFSZ -25000/110/35/10	2019	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	SFSZ -25000/110/35/10	2019	выше 70	ОАО «ИЭСК»
8.	Качуг	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		6	110	ТДТН-25000/110/35/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
9.	Манзурка	T-1	110	ТМН-2500/110/10	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТМН-2500/110/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
10.	Хорбатово	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТМН-2500/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11.	Оса	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		8	110	ТДТН-25000/110/35/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
12.	Тихоновка	T-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТМН-6300/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13.	Ново-Ленино	T-1	110	ТМ-6300/110/10	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТМН-6300/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14.	Бильчир	T-1	110	ТМН-6300/110/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		10	110	ТДН-10000/110/10	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15.	Енисей	T-1	110	ТМН-2500/110/10	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТМН-6300/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
16.	Усть-Орда	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТРДН-25000/110/6	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		12	110	ТРДН-25000/110/6	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-3	110	ТДН-16000/110/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
18.	Ользоны	T-1	110	ТМН-2500/110/10	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		13	110	ТМТН-6300/110/35/10	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19.	Еланцы	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20.	Косая Степь	T-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21.	Баяндай	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		15	110	ТДТН-25000/110/35/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22.	Хогот	T-1	110	ТМТН-6300/110/35/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
23.	Жигалово	T-1	110	ТМТН-6300/110/20/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		16	110	ТДТН-10000/110/20/10	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
24.	Знаменка	T-1	110	ТМТН-6300/110/35/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
25.	Новая-Уда	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		17	110	ТДТН-16000/110/35/10	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
26.	Бохан	T-1	110	ТДН-10000/110/10	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-10000/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27.	Черноруд	T-1	110	SFSZ -16000/110/35/10	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
28.	Глазково	T-1	110	ТРДН-40000/110/10/6	2002	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-40000/110/10/6	2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДН-10000/110/35/6	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
29.	Ерши	19	110	ТДН-10000/110/6	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-3	110	ТДН-16000/110/6	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
30.	ЭКСМ (находится на техническом обслуживании по договору с ООО «Гранит Актив»)	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		20	110	ТДТН-16000/110/35/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
31.	Изумрудная	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
32.	Луговая	T-1	110	ТРДН-25000/110/10/10	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-25000/110/10/10	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	SFSZ-40000/110/35/6	2016	выше 70	ОАО «ИЭСК»
33.	Мельниково	22	110	SFSZ-40000/110/35/6	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-3	110	ТДТН-25000/110/10/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		23	110	ТДТН-25000/110/10/6	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
38	Шелехово	T-1 ф.А	110	ОРД-70000/110/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		28	110	ОРД-70000/110/10	2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1 ф.С	110	ОРД-70000/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2 ф.А	110	ОРД-70000/110/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		29	110	ОРД-70000/110/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2 ф.С	110	ОРД-70000/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-5	110	ТРДЦН-80000/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
39	Южная	T-7	110	ТРДЦН-80000/110/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДТН-20000/110/35/6	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
40	Байкальская	T-2	110	ТДТН-20000/110/35/6	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-3	110	ТДН-10000/110/6	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
41	Березовая	T-1	110	ТРДН-25000/110/10/10	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-25000/110/10/10	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
42	Городская	T-1	110	ТРДН-40000/110/10/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		32	110	ТРДН-40000/110/10/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
43	Знаменская	T-1	110	ТДН-16000/110/6	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТРДН-25000/110/10/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
44	Знаменская-2	33	110	ТРДН-25000/110/10/10	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДН-16000/110/6	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
45	Искра	T-2	110	ТДН-10000/110/6	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДТН-40000/110/35/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
46	Кировская	T-2	110	ТДТН-40000/110/35/6	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		34	110	ТДТН-40000/110/6/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
47	Летняя	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
48	Молодежная	T-1	110	ТДН-10000/110/10	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-10000/110/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
49	Нагорная	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/6	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-25000/110/35/6	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
50	Октябрьская	T-1	110	ТДТН-20000/110/35/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		36	110	ТДН-15000/110/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-3	110	ТДН-16000/110/6	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
51	Печная (находится на техническом обслуживании по договору с ООО «Гранит Энерго»)	T-1	110	ТДН-10000/110/6	1976	выше 71	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-10000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
52	Приморская	T-1	110	ТРДН-40000/110/10/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-40000/110/10/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
53	Рабочая	T-1	110	ТРДН-25000/110/6	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-25000/110/6	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
54	Релейная	T-1	110	ТРДН-40000/110/6	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-40000/110/6	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
55	Сосновая	T-1	110	ТМН-6300/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТМН-6300/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
56	Туристская	T-1	110	ТДТНФ-25000/110/35/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
57	Центральная	T-1	110	ТРДН-40000/110/10/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-40000/110/10/6	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
58	Цимлянская	T-1	110	ТДНГУ-40500/110/6	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-40000/110/6	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-3	110	ТДТН-40000/110/6	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
59	Рудная	T-1	110	ТДН-16000/110/6	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-15000/110/6	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
60	ИАЗ (находится на техническом обслуживании по договору с ПАО «Корпорация «Иркут»)	T-1	110	ТРДН-25000/110/6	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-25000/110/6	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
61	Быстрая	T-1	110	ТМН-2500/110/6	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		1Т	110	ТДТН-63000/110/35/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		2Т	110	ТДТН-63000/110/35/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		3Т	110	ТДТН-63000/110/35/6	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		5Т	110	ТДГ-40000/110/35	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		6Т	110	ТДГ-40000/110/35	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		7Т	110	ТДГ-60000/110/35	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		8Т	110	ТДГ-60000/110/35	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
63	Ангарская	T-1	110	ТДТН-63000/110/35/6	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-63000/110/35/6	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
64	Прибрежная	T-1	110	ТДТН-40000/110/35/6	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-40000/110/35/6	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
65	ПРП	T-1	110	ТДН-10000/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-10000/110/10	2014	выше 70	ОАО «ИЭСК»
66	Юбилейная	T-1	110	ТДН-16000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-16000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
67	Промышленная	T-1	110	ТРДН-25000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-25000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
68	Белореченская	T-1	110	SFSZ-40000/110	2016	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	SFSZ-40000/110	2018	выше 70	ОАО «ИЭСК»
69	Новожилкино	T-1	110	ТДН-10000/110/10	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-10000/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
70	Пионерская	T-1	110	ТРДН-25000/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-25000/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
71	Лесозавод	T-1	110	ТДНГ-20000/110/10	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДНГ-20000/110/10	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
72	Вокзальная	T-1	110	ТДН-16000/110/10	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДН-16000/110/10	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
73	ЗГО	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/6	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-25000/110/35/6	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
74	Цемзавод	T-1	110	ТДТГ-60000/110/35/6	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-40000/110/35/6	1976	выше 70	ОАО «ИЭСК»
75	Черемхово	T-3	110	ТДТН-80000/110/35/6	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-4	110	ТДТН-80000/115/38,5/6,6	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
76	Свирск	T-2	110	ТДТН-25000/110/35/6	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДТН-31500/110/35/6	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
77	Огнеупоры	T-1	110	ТМТГ-7500/110/35/6	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-25000/110/6/6	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
78	Карьерная	T-1	110	ТРДН-25000/110/35/6	1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-10000/110/35/6	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
79	Кутулик	T-1	110	ТДТН-10000/110/35/6	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-10000/110/35/6	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
80	Алтарик	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
81	Иваническая	T-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
82	Бахтай	T-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТРДН-25000/110-УХЛ1	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
83	Еловка	T-2	110	ТРДН-25000/110-УХЛ1	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДН-16000/110/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
84	Мирная	T-2	110	ТДН-16000/110/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
85	Заря	T-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДНФ-25000/110/35/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
86	Новонукутск	T-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
87	Балаганск	T-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
88	Тайшет	TCP-110	110	ТДТН-16000/110/35/6	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
89	Бирюса	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/6	2002	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-16000/110/35/6	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
90	Юрты	T-1	110	ТДТНГ-15000/110/35/10	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТМТГ-7500/110/35/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
91	ЗСМ	T-1	110	ТРДН-40000/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-40000/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
92	Новобирюсинск	T-1	110	ТМ-6300/110/35/10	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
93	Лесогорск	T-1	110	ТДТН-25000/110/35/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-25000/110/35/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
94	Чуна	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
95	Силикатная	T-1	110	ТМТН-6300/110/35/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТМТН-6300/110/35/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
96	Шеберта	T-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-6300/110/35/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
97	Катарбей	T-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
98	Рубахино	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
99	Водопад	T-1	110	ТРДН-25000/110/6	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТРДН-25000/110/6	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
100	Бадар	T	110	ТМ-6300/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-1	110	ТДТН-40000/110/35/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
101	Алгатауй	T-2	110	ТДТН-40000/110/35/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T	110	ТМТН-6300/110/35/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
102	Котик	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
103	Куйтун	T-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
104	Майская	T-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		T-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
145	Кропоткинская	T-1	110	ТДТН-16000/110/35/6	2003	100	АО «Витимэнерго»
		T-2	110	ТНТНГ-10000/110/35/6	1968	100	АО «Витимэнерго»
		T-1	110	ТМТД-10000/110	1969	100	АО «Витимэнерго»
146	Мараканская	T-2	110	ТМТ-6300/110	1979	100	АО «Витимэнерго»
		T-1	110	ТНТНГ-10000/110/35/6	1993	100	АО «Витимэнерго»
147	Перевоз	T-2	110	ТНТНГ-10000/110/35/6	1993	100	АО «Витимэнерго»
		T-1	110	ТДТН-10000/110/35/6	1991	100	АО «Витимэнерго»
149	РП Полус	T-1	110	ТМН-2500/110 УХЛ1	2015	100	АО «Витимэнерго»
		T-2	110	ТМН-2500/110 УХЛ1	2015	100	АО «Витимэнерго»
150	Тайшет-Запад	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110У1	1989	79	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110У1	1990	79	ОАО «РЖД»
151	Тайшет-Восток	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1985	83	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1991	87	ОАО «РЖД»
152	Облепиха	T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1989	82	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1986	86	ОАО «РЖД»
153	Замзор	T-1	110	ТДТНЖ-40000	1991	85	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000	1991	86	ОАО «РЖД»
154	Ук	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	1984	87	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	1986	88	ОАО «РЖД»
155	Новочунка	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2012	81	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2012	82	ОАО «РЖД»
156	Невельская	T-1	110	ТДТН-40000/110	1979	87	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110	2016	98	ОАО «РЖД»
157	Нижнеудинск	T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1990	87	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1986	79	ОАО «РЖД»
158	ВРЗ	T-3	110	ТДТНЖ-25000	1985	80	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТН-25000	1974	81	ОАО «РЖД»
159	Худоеланская	T-2	110	ТДТН-25000	1971	81	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1990	81	ОАО «РЖД»
160	Будагово	T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1986	81	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1988	82	ОАО «РЖД»
161	Нюра	T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1991	83	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЭ-40000-У1	1974	86	ОАО «РЖД»
162	Тулушка	T-2	110	ТДТНЭ-40000-У1	1971	87	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЭ-40000-У1	1989	81	ОАО «РЖД»
163	Харик	T-2	110	ТДТНЭ-40000-У1	1989	75	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1987	79	ОАО «РЖД»
164	Зима	T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1987	78	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1982	75	ОАО «РЖД»
		T-3	110	ТДТН-40000-У1	1981	80	ОАО «РЖД»
		T-4	110	ТДТН-40000-У1	1976	81	ОАО «РЖД»
165	Худоеланская	T-1	110	ТДТН-40000-У1	1981	81	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
166	Будагово	T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	89	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНГ-20000-110-35-10	1959	79	ОАО «РЖД»
167	Нюра	T-2	110	ТДТНГ-15000-110-35-10	1963	81	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
168	Тулушка	T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	85	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	81	ОАО «РЖД»
169	Харик	T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	83	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНГ-20000	1959	76	ОАО «РЖД»
170	Жаргон	T-2	110	ТДТН-16000	1974	80	ОАО «РЖД»
		РПТ-1	110	ТДТН-40000	1998	83	ОАО «РЖД»
171	Половина	T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	85	ОАО «РЖД»
172	Мальта	T-1	110	ТДТНЖ-40000	1995	86	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТН-40000/110-У1	1996	89	ОАО «РЖД»
173	Усолье-Сибирское	T-1	110	ТДТН-40000/110-У1	1975	87	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
174	Тельма	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДН 16000/110	1986	79	ОАО «РЖД»
175	Суховская	T-2	110	ТДН 16000/110	1986	81	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	84	ОАО «РЖД»
176	Мегет	T-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	84	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТН-25000/110-66	1974	87	ОАО «РЖД»
177	Иркутск-Сортировочный	T-2	110	ТДТН-25000/110-66	1973	88	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000 110/35/27	1995	84	ОАО «РЖД»
178	Академическая	T-2	110	ТДТНЖ-40000 110/35/27	1995	86	ОАО «РЖД»
		T-3	110	ТДТНЖ-40000 110/27/6	1995	87	ОАО «РЖД»
179	Максимовская	T-1	110	ТДТН-25000/110	2004	85	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1985	88	ОАО «РЖД»
180	Гончарово	T-2	110	ТДТН-25000/35/10	2009	86	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	89	ОАО «РЖД»
181	Большой Луг	T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТН-16000/115	1980	88	ОАО «РЖД»
182	Россоха	T-2	110	ТДТН-16000/115	1967	77	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	84	ОАО «РЖД»
183	Подкаменная	T-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	79	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	75	ОАО «РЖД»
184	Головинская	T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	75	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	81	ОАО «РЖД»
185	Делюр	T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	83	ОАО «РЖД»
		T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
186	Забутуй	T-1	110	ТДТНГ-20000	1959	76	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТН-16000	1974	80	ОАО «РЖД»
187	Залари	T-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	85	ОАО «РЖД»
188	Тыреть	T-1	110	ТДТНГ-20000-110-35-10	1959	79	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНГ-15000-110-35-10	1963	81	ОАО «РЖД»
189	Андриановская	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	75	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	79	ОАО «РЖД»
190	Ангасолка	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2008	79	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2008	78	ОАО «РЖД»
191	Слюдянка	T1	110	ТДТГ-15000/110/35/10	1958	79	ОАО «РЖД»
		T2	110	ТДТГ-15000/110/27,5/10	1957	75	ОАО «РЖД»
		T3	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10	1998	84	ОАО «РЖД»
		T4	110	ТДТНГЭ-31500/110/35/27,5	1960	79	ОАО «РЖД»
192	Чуна	T-1	110	ТДТНЖ-25000/110-69 У1	1984	79	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-25000/110-69У1	1985	88	ОАО «РЖД»
193	Чукша	T-1	110	ТДТНЖ 40000-УХЛ1110/27,5/10	2015	90	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ 40000-УХЛ1110/27,5/10	2015	90	ОАО «РЖД»
194	Огневка	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110	1978	84	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110	1979	85	ОАО «РЖД»
195	Турма	T-1	110	ТДТНЖ-25000/110	1985	83	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-25000/110	1985	83	ОАО «РЖД»
196	Моргудон	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110	1978	83	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110	1979	83	ОАО «РЖД»
197	МПС	T-1	110	ТРДН-25000/110	1987	83	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТН-40000/110	1994	84	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
198	Зяба	T-1	110	ТДТНГ-31500/110/27,5/10	1959	75	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНГ-31500/110/27,5/11	1960	76	ОАО «РЖД»
199	Кежемская	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2015	90	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2015	90	ОАО «РЖД»
200	Видим	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110/35/27,5	1990	82	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110/35/27,5	1987	82	ОАО «РЖД»
201	Черная	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110У1	2003	85	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2017	90	ОАО «РЖД»
202	Коршуниха	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110 У1	2016	90	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-40000/110 У1	2017	90	ОАО «РЖД»
203	Хребтовая	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110	1993	86	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-25000/110	1975	82	ОАО «РЖД»
204	Семигорск	T-1	110	ТДТНЖ-25000/110	1975	82	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-25000/110	1975	82	ОАО «РЖД»
205	Ручей	T-1	110	ТДТНЖ-25000/110/35/27,5	1975	82	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-25000/110/35/27,5	1975	83	ОАО «РЖД»
206	Усть-Кут	T-1	110	ТДТНЖ-25000/110/27/6	1975	84	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДТНЖ-25000/110/27/6	1975	85	ОАО «РЖД»
207	Игирма	T-1	110	ТДЦТП-32000/100У1	1995	86	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТДЦТП-32000/110У1	2012	85	ОАО «РЖД»
208	Рудногорск	T-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1999	87	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ТРДТНЖ-40000/110У1	2000	85	ОАО «РЖД»
209	Усть-Илимск	T-3	110	ТДТГЭ-40500	1996	81	ОАО «РЖД»
		T-4	110	ТДТНГЭ-31500	1995	82	ОАО «РЖД»
210	Киренга	T-1	110	ОРДТНЖ-25000/110 У1	1986	88	ОАО «РЖД»
		T-2	110	ОРДТНЖ-25000/110 У1	1985	87	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
10	Иркутская	АТ-1	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТДТН-40000/220/35/11	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4 ф В	220	ОДГ-60000/220/35	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4 ф С	220	ОДГ-60000/220/35	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4 ф А	220	ОДГ-60000/220/35	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-5	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-11	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11	УП-15	АТ-6	220	АТДЦТН-250000/220/110/10 УХЛ1	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-7	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	220	ТДН-40000/220	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
12	Черемхово	Т-1	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13	Ново-Зиминская	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14	Тулун	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15	Озерная	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
16	БЛПК	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
17	Джигива	Т-1	220	ТДГ-25000/220/35	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-1	220	АТДЦТН-63000/220/110/10	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
18	Заводская	АТ-1	220	АТДЦТН-63000/220/110/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-63000/220/110/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19	Опорная	АТ-1	220	АТДЦТН-63000/220/110/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-63000/220/110/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20	Падунская	АТ-1	220	ОСФПСЗ-125000.220	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/35	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21	Пурсей	Т-3	220	ТРДН-63000/220/35	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1	220	ТРДЦН-63000/220/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22	СПП-220	Т-2	220	ТРДЦН-63000/220/10	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1	220	ТДТН-25000/220	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
23	Коршуниха	Т-1	220	ТДТН-25000/220/35/6	1976	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
24	Рудногорская	АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-1	220	АТДЦТН-63000/220/110/35	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
25	№ 3	АТ-2	220	АТДЦТН-63000/220/110/35	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1	220	ТДТН-40000/220/35/6	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
26	№ 6	Т-2	220	ТДТН-40000/220/35/6	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1	220	ТДТН-40000/220/35/6	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27	Сибирская	Т-2	220	ТРДЦН-63000/220/6	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	220	ТРДЦН-63000/220/6	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
28	Таежная	Т-4	220	ТРДЦН-63000/220/6	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1	220	ТДТН-40000/220/35/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
29	Киренга	Т-2	220	ТДТН-40000/220/35/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	220	ТДТН-40000/220/35/10	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
30	Лена	АТ-1	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
31	Покосное	АТ-1	220	АТДЦТН-63000	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-63000	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
32	Малая Елань	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
33	Усть-Кут	Т-1	220	ТДТН-25000/220/35/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТДТН-25000/220/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
34	Сухой Лог	Т-1	220	ТРДН-40000/220/10/10	2020	100	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТРДН-40000/220/10/10	2020	100	ОАО «ИЭСК»
35	НПС-6	Т-1	220	ТДН-10000/220 УХЛ1	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		Т-2	220	ТДН-10000/220 УХЛ1	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
36	НПС-7	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110 ВМ ХЛ1	2019	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110 ВМ ХЛ1	2019	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
37	НПС-9	Т-1	220	н/д	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		Т-2	220	н/д	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
38	Деля	Т-1	220	н/д	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		Т-2	220	н/д	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
39	Мамакан	Т-1	220	н/д	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		Т-2	220	н/д	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
40	Чаянгро	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110-У1	2012	100	АО «Витимэнерго»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110-У1	2018	100	АО «Витимэнерго»
41	Слюдянка	Т-1	220	ТДН-10000/220 УХЛ1	2020	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	220	ТМН-6300/110 ХЛ1	2020	100	АО «Витимэнерго»
42	Байкальск	АТ1	220	АТДЦТН-125000/220/110/35	1992	87	ОАО «РЖД»
		АТ2	220	АТДЦТН-125000/220/110/35	2020	100	ОАО «РЖД»
43	Якурим	Т-1	220	ТДТНЖ-40000/220 76 У-1	1981	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ТДТНЖ-40000/220 76 У-1	1982	88	ОАО «РЖД»
44	Тубинская	Т-1	220	ТДТНЖ-40000/220/27,5/10	1990	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ТДТНЖ-40000/220/27,5/10	1991	87	ОАО «РЖД»
45	Звездная	Т-3	220	ОРДТНЖ-25000-220/27,5/10	1990	87	ОАО «РЖД»
		Т-4	220	ОРДТНЖ-25000-220/27,5/10	1990	87	ОАО «РЖД»
46	Ния	Т-1	220	ОРДТНЖ-40000/220УХЛ-1	2003	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДТНЖ-40000/220-81УХЛ1	2002	84	ОАО «РЖД»
47	Улькан	Т-1	220	ОРДТНЖ-25000/220	1986	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДТНЖ-25000/220	1986	89	ОАО «РЖД»
48	Кунерма	Т-3	220	ОРДТНЖ-25000/220	1986	88	ОАО «РЖД»
		Т-4	220	ОРДТНЖ-25000/220	1986	88	ОАО «РЖД»
49	Общезаводская (находится на эксплуатационном обслуживании по договору с ПАО «Русал Братск»)	Т-1	220	ОРДТНЖ-220	1986	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДТНЖ-220	2017	100	ОАО «РЖД»
1	Ключи	Т-3	220	ОРДТНЖ-220	1986	88	ОАО «РЖД»
		РПТ-4	220	ТДТН-220	1986	88	ОАО «РЖД»
2	Улькан	Т-1	220	ОРДТНЖ-220	1986	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДТНЖ-220	1986	78	ОАО «РЖД»
3	Улькан	Т-3	220	ОРДТНЖ-220	1986	77	ОАО «РЖД»
		РПТ-4	220	ТДТН-25/220-70У1	1986	76	ОАО «РЖД»
4	Кунерма	Т-1	220	ОРДТНЖ-220	1979	77	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДТНЖ-220	1986	79	ОАО «РЖД»
5	Общезаводская	Т-3	220	ОРДТНЖ-220	1986	79	ОАО «РЖД»
		РПТ-4	220	ТДТН-25000/220-УХЛ1	2015	90	ОАО «РЖД»
1	Ключи	Т-1	220	ТРДНС-40000/220/10	2008	н/д	ПАО «Русал Братск»
		Т-2	220	ТРДНС-40000/220/10	2008	н/д	ПАО «Русал Братск»
1	Ключи	Оборудование 500 кВ					
		АТ-1	500	456МВА 500/230 УнаО OFAF	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	500	456МВА 500/230 УнаО OFAF	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-3	500	456МВА 500/230 УнаО OFAF	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник		
2	Иркутская	АТ-8 ф А	500	АОДЦТН-267000/500/220/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-8 ф В	500	АОДЦТН-267000/500/220/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-8 ф С	500	АОДЦТН-267000/500/220/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-9 ф А	500	АОДЦТН-250000/500/220/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-9 ф В	500	АОДЦТН-250000/500/220/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-9 ф С	500	АОДЦТН-250000/500/220/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-10 ф А	500	АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	2014	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-10 ф В	500	АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-10 ф С	500	АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		3	БПП-500	АТ-1 ф.А	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
				АТ-1 ф.В	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
АТ-1 ф.С	500			АОДЦТН-167000/500/220/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
4	Тайшет	АТ-2 ф.А	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-2 ф.В	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-2 ф.С	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-1	500	АТДЦТН-250000/500/110/35	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-2	500	АТДЦТН-250000/500/110/35	2004	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-3	500	АТДЦТН-500000/500/220	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		АТ-3	500	ЗАОДЦН-167000/500/220	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»		
		7	Усть-Кут	АТ-1 ф.А	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
				АТ-1 ф.В	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
				АТ-1 ф.С	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
				АТ-1 ф. Резерв	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»

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.

### 2.16.3. 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

№	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов	
		ВЛ, км; ПС, МВА (Мвар)	
4	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с увеличением трансформаторной мощности на 17 МВА до 80 МВА (2x40 МВА)	2x40 МВА	
110 кВ			
5	ПС 110 кВ Верхнемарково (реконструкция с заменой трансформаторов Т-1,2 2x10 на 2x16 МВА)	2x16 МВА	
ОАО «РЖД»			
220 кВ			
6	ПС 220 кВ Улькан (реконструкция с заменой трансформатора на 1x25 МВА без увеличения мощности)	1x25 МВА	
7	ПС 220 кВ Куерма (реконструкция в части замены трансформатора с 1x16 МВА на 1x25 МВА)	1x25 МВА	
110 кВ			
8	ПС 110 кВ Семигорск (реконструкция в части замены тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА - 1 шт.)	1x40 МВА	
9	ПС 110 кВ Зяба (реконструкция в части замены тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА - 1 шт.)	1x40 МВА	
АО «Витимэнерго»			
220 кВ			
10	Перевод ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля трансформаторной мощностью 10 МВА (1x10 МВА), Чаянгро трансформаторной мощностью 16,3 МВА (1x10 МВА, 1x6,3 МВА)	1x10 МВА, 1x10 МВА, 1x6,3 МВА	
110 кВ			
11	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь (новое строительство)	0,5 км	
ООО «Иркутская нефтяная компания»			
220 кВ			
12	ПС 220 кВ Полимер (новое строительство ПС 220 кВ Полимер трансформаторной мощностью 320 МВА и установкой ИРМ 2x25 Мвар)	2x80 МВА (1 этап)	
13	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер №1, №2 (новое строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер №1, №2 ориентировочной протяженностью 7,195 км, 7,13 км)	1x7,195 км; 1x7,13 км	
Мероприятия, необходимые для исключения возможного выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений			
ОАО «ИЭСК»			
110 кВ			
14	ПС 220 кВ Ново-Ленино (реконструкция ОРУ 110 кВ с переносом Т-4 на новое место, реконструкция ЗРУ 6 кВ)		
15	ПС 110 кВ Новая Лисиха (новое строительство ПС 110 кВ Новая Лисиха трансформаторной мощностью 2x25 МВА)	2x25 МВА	
ОАО «РЖД»			
110 кВ			
16	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с заменой 2Т типа ТДТНЖ -25000/110 на ТДТНЖ-40000/110	1x40 МВА	

№	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов	
		ВЛ, км; ПС, МВА (Мвар)	
17	Реконструкция ПС 110 кВ Чуна тяговая с заменой 1Т типа ТДТНЖ-25000/110 на ТДТНЖ-25000/110	1x25 МВА	
220 кВ			
18	ПС 220 кВ Слюдянка (реконструкция в части замены автотрансформатора на 1x125 МВА без увеличения мощности)	1x125 МВА	
ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири			
500 кВ			
19	ПС 500 кВ Усть-Кут (реконструкция с установкой двух ячеек для подключения ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер №1 и 2)		

В таблице 2.17.3 представлены мероприятия, реализация которых выполнена на 01.01.2021 по несоответствию отключающей способности коммутационной аппаратуры уровням токов короткого замыкания.

Таблица 2.17.3. Мероприятия, реализация которых выполнена на 01.01.2021 по несоответствию отключающей способности коммутационной аппаратуры уровням токов короткого замыкания

№ п/п	Наименование объекта	Наименование выключателя, отключающая способность которого меньше существующих уровней ТКЗ
1	ПС 220 кВ Правобережная	В-110 Урик А, В-110 Урик Б
2	Братский ПП 500 кВ	В Р-1, ВВМ-500Б

Мероприятия по развитию объектов электроэнергетики на 2021 год с обоснованием включения в схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области и сроками реализации приведены в таблицах 2.17.4-2.17.5.

В таблице 2.17.6 приведен дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше ввод/реконструкция которых планируется на 2021 год в связи с необходимостью замены оборудования на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности.

В таблице 2.17.7 приведен дополнительный перечень электросетевых объектов ниже 35 кВ ввод/реконструкция которых планируется на 2021 год в связи с необходимостью замены оборудования на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности.

Таблица 2.17.4. Мероприятия по развитию объектов генерации завершение строительства/ реконструкции которых запланировано в 2021 г.

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (кВт/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование включения в схему и программе развития электроэнергетики субъекта РФ
1	Иркутская ГЭС	Реконструкция 2 т/а пов.-лопаст. верт. (СВ 1160/162-68) 82,8 МВт с увеличением мощности на 22,9 МВт	105,7 МВт	2021	Проект СИПР ЕЭС 2021-2027 гг.

Таблица 2.17.5. Перечень мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, предусмотренных к выполнению в 2021 году.

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения потребителей						
1	ПС 500 кВ Озерная	1x501	2021	Реконструкция с увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (1x501 МВА) до 1503 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
2	ПС 500 кВ Тулун	400 МВА	2021	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с установкой АТ 500/110 кВ мощностью 400 МВА и увеличением трансформаторной мощности с 250 МВА до 650 МВА (1x400)	Обеспечение возможности технологического присоединения потребителей (ООО «Голевская ГРК», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов») (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
3	ПС 220 кВ Столбово	2x40 МВА	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
4	ПС 220 кВ Коршуника	2x200 МВА	2021	Реконструкция с заменой двух АТ 125 МВА на два АТ 200 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
5	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ №1, 2, 3, 4*	4x0,5 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
6	Отпайки от ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 220 кВ Чудничный	2x1,17 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
7	Отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга и ВЛ 220 кВ Ния – Киренга на ПС 220 кВ Небель	2x2,011 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
8	Отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I, II цепь до ПС 220 кВ Столбово	2x0,168 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
9	ПС 220 кВ Чудничный	2x25 МВА	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «РЖД»
10	ПС 220 кВ Небель	2x25 МВА В-220-1Т, В-220-2Т	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «РЖД»
11	ВЛ 110 кВ Опорная – БЛПК I и II цепь	14,456 км 14,365 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Тайшет – Опорная», утвержденные 25.03.2016)	ОАО «ИЭСК»
12	ПС 110 кВ Артёмовская	-	2021	Реконструкция ПС 110 кВ Артёмовская с сооружением линейной ячейки в ОРУ 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Артёмовская-Красный	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24 октября 2019 года)	АО «Витимэнерго»
13	РП 110кВ Полюс	-	2021	Реконструкция РП 110 кВ Полюс с сооружением ячейки ОРУ 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Полюс – Высочайший	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Высочайший» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24 октября 2019 года)	АО «Витимэнерго»
14	ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская с отпайкой на РП Полюс	0,6 км	2021	Реконструкция с заменой провода участка ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская с отпайкой на РП Полюс АС-95 на АС-185	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Друза» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24 октября 2019 года)	АО «Витимэнерго»
15	ПС 110 кВ Вернинская	-	2021	Реконструкция ПС 110 кВ Вернинская с сооружением в ОРУ 110 кВ ячейки для подключения ВЛ 110кВ Кропоткинская – Вернинская №2	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО Полюс Вернинское (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 31 января 2020г)	АО «Витимэнерго»
16	ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Вернинская №2 с отпайкой на РП Полюс (новое строительство)	19,5 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО Полюс Вернинское (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 31.01.2020)	АО «Витимэнерго»
17	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №2 (новое строительство)	19,6 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Витимэнерго» (ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» объектов электросетевого хозяйства АО «Витимэнерго», утвержденные 15.10.2018)	АО «Витимэнерго»
18	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1 (реконструкция с заменой провода)	19,6 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Витимэнерго» (ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» объектов электросетевого хозяйства АО «Витимэнерго», утвержденные 15.10.2018)	АО «Витимэнерго»
19	ВЛ 110 кВ Полюс – Высочайший	н/д	2021	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Высочайший с сооружением участка ВЛ 110 кВ для присоединения к РП 110 кВ Полюс и отсоединением от ПС 110 кВ Кропоткинская с образованием новой ВЛ 110 кВ Полюс – Высочайший	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Высочайший» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24.10.2019)	ПАО «Высочайший»
20	ПС 110 кВ Высочайший	1x16 МВА	2021	Реконструкция ПС 110 кВ Высочайший с установкой трансформатора 1x16 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Высочайший» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24.10.2019)	ПАО «Высочайший»



№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
21	ПС 110 кВ Невский	1x6,3 МВА	2021	Реконструкция ПС 110 кВ Невский с установкой трансформатора 1x6,3 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Друза» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24.10.2019)	ООО «Друза»
22	ПС 110 кВ Хребтовая	1x40 МВА	2021	Реконструкция с заменой 1Т 25 МВА на Т 40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха – Лена», утвержденные 25.03.2016)	ОАО «РЖД»
23	ПС 110 кВ Ручей	2x40 МВА	2021	Реконструкция с заменой двух трансформаторов 25 МВА на 40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха – Лена», утвержденные 25.03.2016)	ОАО «РЖД»
24	ПС 110 кВ Усть-Кут	2x40 МВА	2021	Реконструкция с заменой двух Т 25 МВА на два Т 40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха – Лена», утвержденные 25.03.2016)	ОАО «РЖД»
25	ПС 110 кВ Красный	2x10 МВА	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», согласованные 24.10.2019)	ООО «Красный»
26	ВЛ 110 кВ Артемовская-Красный	90 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», согласованные 24.10.2019)	ООО «Красный»
27	ПС 110 кВ Индустриальная (ЗАО «СЭМЗ»)	1x32 МВА	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СЭМЗ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 15.07.2019)	ЗАО «СЭМЗ»
28	Отпайка от ВЛ 110 кВ Гидростроитель-Заводская II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Индустриальная	1x1 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СЭМЗ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 15.07.2019)	ЗАО «СЭМЗ»
29	ПС 110 кВ Цесовская	2x40 МВА	2021	Новое строительство с установкой 2-х трансформаторов по 40 МВА	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК»	ОАО «ИЭСК»
<b>Мероприятия, необходимые для исключения возможного выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений</b>						
30	ПС 500 кВ Тайшет	250 МВА	2021	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с увеличением трансформаторной мощности на 250 МВА до 750 МВА (1x250 МВА)	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –320С в единичной ремонтной схеме при отключении 2 АТ ПС 500 кВ Тайшет в нормальной схеме с учетом применения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет 43 % (411 А при номинальном токе 288,7 А (ДДТН=346,44 А)). В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО на величину до 70 МВт Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Проект СИПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
31	ПС 110 кВ Дачная	2x25 МВА	2021	Новое строительство с установкой 2-х трансформаторов по 25 МВА	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования	ОАО «ИЭСК»
32	ПС 110 кВ Зеленый берег	2x25 МВА, 2 км	2021	Новое строительство с установкой 2х трансформаторов по 25 МВА и строительством ВЛ 110 кВ – 2 км	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования	ОАО «ИЭСК»
33	ПС 110 кВ Силикатная либо ПС 110 кВ Замзор и ПС 110 кВ Нижнеудинск либо ПС 500 кВ Тулун	34 Мвар либо 20 Мвар либо 400 МВА	2021	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 ПС 500 кВ Тулун (установка третьего АТ 400 МВА 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 20 МВт (Расчеты, СИПР ИО на 2022-2026 гг., проект СИПР ЕЭС 2021-2027 гг.)	ОАО «ИЭСК»
34	ПС 500 кВ Тайшет	-	2021	Реконструкция с заменой: - ошиновки марки АС-185/29, разъединителей (3 шт.) ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 635 А при +2°С; - ошиновки марки АС-185/29, разъединителей (4 шт.) ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 642 А при +2°С (совместно с мероприятием по установке БСК на ПС 110 кВ Силикатная либо на ПС 110 кВ Нижнеудинск и Замзор)	Недопущение токовых перегрузок проводов ВЛ и подстанционного оборудования (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
35	ПС 500 кВ Тулун	200 МВА (уточняется при проектировании) или 400 МВА (уточняется при проектировании)	2021	Замена АТ-2 мощностью 120 МВА (200 МВА – уточняется при проектировании) ПС 500 кВ Тулун с ДДТН не менее 657 А при – 320С, замена коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1, АТ-2 (выключатель, разъединители); Альтернативное мероприятие: АОПО для защиты коммутационного оборудования (выключатель, разъединители) ячеек 110 кВ АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун или Установка третьего АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Тулун (400 МВА – уточняется при проектировании), установка АОПО с УВ на ОН АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 121 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
36	ПС 220 кВ Киренга	-	2021	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) на ПС 220 кВ Киренга	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 20 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
37	ПС 220 кВ Черемхово	Трансформаторы тока	2021	Замена ТТ 110 кВ в ячейках АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово	Недопущение токовых перегрузок оборудования ПС 220 кВ Черемхово (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
38	ПС 220 кВ Коршуниха	-	2021	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая с УВ на ОН	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 15 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
39	ПС 110 кВ Оса (24 Мвар) ПС 110 кВ Новая Уда (30 Мвар) ПС 110 кВ Свирск (20 Мвар) (количество, мощность и место установки БСК уточнить при проектировании)	74 Мвар	2021	Установка БСК на ПС 110 кВ Оса (2x12 Мвар), ПС 110 кВ Новая Уда (2x15 Мвар) ПС 110 кВ, Свирск (2x10 Мвар)	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 21 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
40	ПС 110 кВ Урик или ПС 110 кВ Усть-Орда	-	2021	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с УВ на ОН	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 38 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
41	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Провод ВЛ	2021	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 °С	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 30 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
42	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	Провод ВЛ	2021	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 480 А и 644 А соответственно при +18 °С		
43	ПС 220 кВ Шелехово	Разъединители	2021	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 °С		
44	ПС 110 кВ Южная	В-110 Пивзавод, МКП-110-1000	2021	Замена автоматического выключателя	Расчеты. По результатам расчётов: Iкз(3)(1) = 28,0/26,5 кА при отключающей способности В-110 Пивзавод 26,3 кА	ОАО «ИЭСК»
45	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	30 Мвар	2021	Новый ввод, реконструкция с установкой БСК	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18 °С при отключении 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) 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 (Срок согласно письму РЖД от 21.10.2020 № исх-7064/В-Сиб НТЭ а 2022 г.)	ОАО «РЖД»
<b>Мероприятия по релейной защите и автоматике</b>						
46	ПС 500 кВ Иркутская	-	2021	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	Выполнение мероприятий, определённых проектами по созданию (модернизации) ЦСПА, разрабатываемыми АО «СО ЕЭС» и согласованными субъектами электроэнергетики (1. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири от 16.08.2018 № О4-612-1-19-4775 «О подключении АДВ ПС 500 кВ Иркутская под управление ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири». 2. Письмо ОАО «ИЭСК» от 12.10.2018 № 06.001-05-4.23-1421 «О подключении АДВ ПС 500 кВ Иркутская под управление ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири».)	ОАО «ИЭСК»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
47	ПС 220 кВ Якурим		2021	Создание устройства РЗ: КСЗ с ТУ Якурим – Ния	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей (Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719 и от 24.12.2019 № 1416)	ОАО «РЖД»
48	ПС 220 кВ Ния		2021	Создание устройства РЗ: КСЗ с РС Якурим – Ния	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей (Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719 и от 24.12.2019 № 1416)	ОАО «РЖД»
49	ПС 220 кВ Кунерма		2021	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧБ, МФТО, ДЗ, ТЗНП) (Ш2600 06.506 с ПВЗУ-Е).	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 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719 и от 24.12.2019 № 1416)	ОАО «РЖД»
50	ПС 220 кВ Ульянов		2021	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Ульянов – Дабан (ВЧБ, МФТО, ДЗ, ТЗНП) (Ш2700 06.604 с ПВЗУ-Е)	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 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719 и от 24.12.2019 № 1416)	ОАО «РЖД»
51	ПС 220 кВ Коршуниха		2021	Создание устройства - АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена приведет к перегрузке свыше аварийно допустимых значений ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на величину до 16 % относительно аварийно допустимой токовой нагрузки. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	ОАО «ИЭСК»
52	ПС 110 кВ Гидростроитель		2021	Создание устройства - ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	Отсутствие полуккомплекта 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., защит 110 кВ Восточно-Сибирской дирекции инфраструктуры». (ПД по титулу «Техническое перевооружение ТП Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА – 1 шт. и установкой УПК Восточно-Сибирской ж.д.»)	ОАО «ИЭСК»
53	ПС 220 кВ Киренга		2021	Создание устройств ПА: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Ульянов (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ при 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 Ульянов (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)) имеет место превышение ДДТН проводов ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) (ВЛ 220 кВ Киренга Ульянов (КУ-30)) на 8%. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт. (Расчеты. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 20.03.2019 и от 16.12.2019. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ на создание устройств ПА, направленное письмом от 01.06.2020 №Р74-61-И-3-19-1964. )	ОАО «ИЭСК»
54	ПС 220 кВ Коршуниха		2021	Создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	На ПС 110 кВ Черная, комплект РЗ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха (МФТО, ДЗ, ТЗНП, МТЗ) (Ш2600 06.504), установлен в 2019 году (ПД по титулу «Техническое перевооружение ТП Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА – 1 шт. и установкой УПК Восточно-Сибирской ж.д.»)	ОАО «ИЭСК»

\* Данное мероприятие реализовано в марте 2021 года

Таблица 2.17.6. Дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, ввод/реконструкция которых планируется на 2021 год (в соответствии с предложениями сетевых организаций)

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Обоснование
<b>АО «Витимэнерго»</b>				
1	Замена разъединителей 110 кВ на ПС Артемовская без изменения параметров (Н_2063_ВЭ)	2021	-	Исключение рисков отказа
2	Реконструкция устройств РЗА и АУВ на ПС 110 кВ Артемовская (Н_2066_ВЭ)	2021	-	н/д
<b>ОАО «ИЭСК»</b>				
3	Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформатора АТ-9 (фазы А) (без увеличения мощности)	2021	-	Приложение Д Раздел 3.4
4	Выполнение на ПС 110 кВ Южная изменения коэффициента трансформации трансформатора тока ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цель с номинальным током первичной обмотки 600 А на 1000 А. Реконструкция ДЗШ 110 кВ 2 секции шин ПС 110 кВ Южная	2021	-	Приложение Д Раздел 3.4
5	Модернизация ПС 110 кВ Студенческая (Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2021	-	Реновация основных фондов
6	Модернизация ПС 110 кВ Косая Степь (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2шт)	2021	-	Исключение рисков отказа
7	Модернизация ПС 110 кВ Бохан (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)	2021	-	Исключение рисков отказа
8	Модернизация ПС 110 кВ Еланцы (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)	2021	-	Исключение рисков отказа
9	Модернизация ПС 110 кВ Баяндай (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели ЭВ 110кВ 5 шт)	2021	-	Исключение рисков отказа
10	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой реактора 500 кВ Р-2 без изменения параметров	2021	-	Приложение Д Раздел 3.4

Таблица 2.17.7. Дополнительный перечень электросетевых объектов 35 кВ и ниже, ввод/реконструкция которых планируется на 2021 год

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
<b>ОАО «ИЭСК»</b>				
1	Реконструкция ПС 35 кВ Верхний Булай (замена трансформаторов на 2х10 МВА)	2021	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Верхний Булай установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 6,3 МВА. Максимальная нагрузка за последние 4 года (с 2017-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована в 2017 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 6,96 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) и с учетом перспективной нагрузки (883 кВт) составит: $(6,96 + (0,883 * 0,7) / 0,9) / (6,3 * 1,05) * 100 = 115 \%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ В.Булай силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
2	Реконструкция ВЛ-35кВ «Голуметь - Олот» с установкой опор на плавающий фундамент 21шт	2021	-	Исключение полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии, возникновения или угрозы возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы, а также для снижения количества отключенных потребителей ВЛ 35 кВ «Голуметь-Олот». Приведение к требованиям нормативной документации ПП РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 - раздел 2 п.5 «Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» и п.2.5.215 и 2.5.217 ПУЭ.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
3	Модернизация ПС 35 кВ Баклаши (замена КРУН)	2021	-	Обеспечение выдачи полной мощности трансформаторов Т-1, Т-2 (типа ТДН-16000/35) путем снятия ограничений по пропускной мощности КРУН-10 кВ
4	Строительство ПС 35 кВ Марково с установкой двух трансформаторов 16 МВА каждый (прирост мощности 32 МВА)	2021	-	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей р.п. Марково Иркутского района, исключение перегруза силовых трансформаторов ПС 110 кВ Пивзавод
5	Строительство электрических сетей 0,4 кВ д.Новотремико, 2,5км	2021	2,5 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п. Новотремико в соответствии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
6	Строительство Электрические сети 10/0,4 кВ Станция Худоеланская	2021	4,5 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п. Ст.Худоеланская в соответствии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
7	Строительство распределительной электрической сети 10/0,4 кВ (ВЛ 10 кВ, КТП 10/0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ), строительство распределительной электрической сети 6/0,4 кВ (ВЛ 6 кВ, КТП 6/0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ) (прирост мощности 10 МВА) для электроснабжения Группы жилых домов в г. Тулун Иркутской области (мкр-н Березовая Роща)	2021	10 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств нового микрорайона в г. Тулун Иркутской области
8	Строительство 2 КТП 6/0,4 кВ 2*1000 кВА (прирост мощности 4 МВА) с КЛ 0,4 кВ (общей протяженностью 6,5 км) для электроснабжения Группы жилых домов в г. Тулун Иркутской области (мкр-н Угольщиков)	2021	4 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств нового микрорайона в г. Тулун Иркутской области
9	Строительство ВЛ 10 кВ (протяженность 0,9 км), ВЛ 27,5 кВ в габаритах 35 кВ (протяженность 0,07 км), БКТП до 35 кВ 2*630 кВА (прирост мощности 1,26 МВА), ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,4 км) для электроснабжения Детского сада на 110 мест в п. Куйтун Иркутской области	2021	1,26 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Детского сада в п. Куйтун Иркутской области

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
10	Реконструкция ВЛ 10кВ Порог-Чехово (замена опор дерево на ж/б, провода АС на СИП-3) 5,27 км	2021	5,27 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей, приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013), исключение аварийности в сетях
11	Реконструкция ВЛ 10кВ Катарбай-Бородинск с заменой опор (35 шт)	2021	-	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей, приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013), исключение аварийности в сетях
12	Реконструкция ВЛ 04 кВ Вершина (замена опор дерево на ж/б, провода АС на СИП-3) 1,580	2021	1,58 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей, приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013), исключение аварийности в сетях
13	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 кВ Бадар-Манут, ТП № 40/100 с. Перфилово, СИП-2,46 км, ТП № 340/250 с. Перфилово, СИП-0,763 км)	2021	2,46 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
14	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 Гадалей – Азей, ТП № 79/250 с. Азей, СИП-1,285 км.)	2021	1,285 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
15	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 Афанасьев-Заусаево, ТП № 422/100 с. Заусаево, СИП-0,663 км, ТП № 312/250 с. Заусаево, СИП-1,148 км)	2021	1,148 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
16	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10, Будагово-Вилинск, ТП № 121/160 п. Ключевой, СИП-0,553 км)	2021	0,553 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
17	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10, Ц. Хазан- Самара, ТП № 155/250 с. Амара, СИП-0,678 км)	2021	0,678 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
18	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10, Кимильтей-Перевоз, ТП № 72/160 с. Перевоз, СИП-0,670 км)	2021	0,670 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
19	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10, Или-Каранцай, ТП № 457/100 с. Или, СИП-0,984 км)	2021	0,984 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
20	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10кВ Бирюоск-Протоchnая ТП 10/0,4 кВ № 30/160 кВА с. Старый Акульшет СИП*70-1,493 км; ТП 10/0,4 кВ № 31/100 кВА с. Старый Акульшет СИП*70- 0,417 км; ТП 10/0,4 кВ № 269/160 кВА с. Старый Акульшет СИП*70-0,493 км).	2021	0,493 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
21	Реконструкция ВЛ-10 кВ Будагово-Вилинск (замена опор дерево на ж/б - 1,980 км, провода АС на СИП-0,75 км, провода АС на АС большего сечения - 4,9 км)	2021	4,9 км	Существующие сети обслуживаются филиалом по договору безвозмездного пользования. Год постройки ВЛ-1984 г. ВЛ выполнена на деревянных опорах, проводом А-25, А-35, А-16. Протяженность фидеров ВЛ 0,4 кВ от 0,6 км. до 0,83 км За все время эксплуатации капитальных ремонтов не проводилось. От ВЛ-0,4 кВ. запитаны социально-значимые объекты (котельная, медпункт, школа, котельная школы, детский сад, СДК, водонапорные башни), а также бытовые потребители п. Мирный. Деревянные стойки опор имеют загнивание сверх допустимых норм в нижней и верхушечной части, в местах крепления крюков. Имеются случаи выпадения крюков, что приводит к нарушению электроснабжения потребителей п. Мирный. Повторные заземления отсутствуют.
22	Строительство объектом электроснабжения на территории Южного массива г. Ангарска.	2021	2,7 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей г. Ангарска
23	Строительство распределительных электрических 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	5,4 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей д. Касьяновка
24	Строительство сетей 10/0,4 кВ в д.Бахтай Аларского района	2021	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей д. Бахтай Аларского района
25	Электрическая сеть 10/0,4 кВ для электроснабжения ст.Тельма от ВЛ-10 кВ «Тельма-ФКРС» яч.14	2021	-	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
26	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Свердловском районе	2021-2024	-	н/д
27	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Ленинском районе	2021-2024	-	н/д
28	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Правобережном районе	2021-2024	-	н/д

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
29	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Байкальская	2021-2024	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей д. Касьяно
30	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Бытовая	2021-2024	-	
31	Строительство электрических сетей для радиологического корпуса онкологического центра в г. Иркутске	2021	6,4 км 3,2 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Онкологического корпуса больницы в г. Иркутске
32	Реконструкция ВЛ-10 кВ «Баклаши-Смоленщина» (КЛ-10 кВ-1,6 км; ВЛ-10 кВ-2,2 км)	2021	1,6 км 2,2 км	Исключение аварий ВЛ 10 кВ «Баклаши-Смоленщина» связанных с повреждением и пробоем изоляции
33	Реконструкция КВЛ-6 кВ «ПС Глазково - оп. № 1 ВЛ-6 кВ Поселок» (КЛ-6 кВ-1,9 км)	2021	1,9 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ «ПС Глазково - Поселок» связанных с повреждением и пробоем изоляции.
34	Реконструкция КВЛ-6 кВ «ВЛ-6 кВ Поселок оп. №7 до ТП-811 (КЛ-6 кВ-1,2 км)	2021	1,2 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
35	Реконструкция КВЛ-6 кВ «РП-15-Поселок» (ВЛ-6 кВ-2,3 км)	2021	2,3 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
36	Реконструкция КВЛ-10 кВ «ПС Изумрудная яч. №8 - Метролог» (КЛ-10 кВ-2,5 км)	2021	2,5 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
37	Реконструкция КВЛ-10 кВ «ПС Изумрудная яч. №3 - Ясная поляна» (КЛ-10 кВ-2,55 км)	2021	2,55 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
38	Реконструкция ПП-10 кВ «Зеленый берег» (ПП-10 кВ Зеленый берег)	2021	-	Заменить существующий ПП Зеленый берег на ПП-10 кВ с большим количеством ячеек для организации надежной схемы электроснабжения для исключения аварий, а так же снижения времени отключения абанантов, связанных с повреждением линий электропередачи
39	Реконструкция ВЛ-10 кВ ПС «М. Падь яч. №7 (КЛ-10 кВ-2,6 км)	2021	2,6 км	Исключение аварий КЛ 10 кВ «ПС Зеленый берег - СНТ Академ сад» связанных с повреждением и пробоем изоляции
40	Реконструкция ВЛ-10 кВ «ПС Изумрудная яч. №5 - Ивушка» (КЛ-10 кВ-1,25 км; ВЛ-10 кВ - 0,35 км)	2021	1,25 км 0,35 км	Исключение аварий ВЛ-10 кВ «ПС Изумрудная яч. №5 - Ивушка» связанных с повреждением и пробоем изоляции
41	Реконструкция КВЛ-10 кВ «ПС Изумрудная яч. №19 - 2314» (КЛ-10 кВ-2,55 км)	2021	2,55 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
42	Реконструкция КВЛ-10 кВ «ПС Изумрудная яч. №18 - ПП Березовый Б» (КЛ-10 кВ-2,55 км)	2021	2,55 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
43	Реконструкция КВЛ-10 кВ «ПС Изумрудная - СНТ Березняки» (КЛ-10 кВ-2,4 км)	2021	2,4 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
44	Реконструкция КВЛ-10 кВ «ПС Изумрудная - СНТ Медгородок» (КЛ-10 кВ-0,7 км; ПП-10)	2021	0,7 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
45	Реконструкция КЛ-10 кВ ПС 220 кВ Бытовая яч. №218 (КЛ-10 кВ-2 км)	2021	2 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
46	Реконструкция КЛ-10 кВ ПС 220 кВ Бытовая яч. №102 (КЛ-10 кВ-2 км)	2021	2 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
47	Реконструкция ВЛ-6 кВ «ПП-7 - ТП-371» (КЛ-10-1,8 км)	2021	1,8 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
48	Реконструкция ВЛ-10 кВ «ПС Правобережная - ДСУ-5» (КЛ-10 кВ-0,75; ВЛ-10 кВ-3,3 км)	2021	3,3 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
49	Реконструкция ВЛ-10 кВ «ПС Знаменская - ТП-4967» (КЛ-10 кВ-0,75; ВЛ-10 кВ-3 км)	2021	3 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
50	Реконструкция КЛ-10 кВ «РП-41 - ТП-258 А» (КЛ-10 кВ-2,5 км)	2021	2,5 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
51	Реконструкция сетей КЛ-10 кВ «РП-41 - ТП-258 Б» (КЛ-10 кВ-2,5 км)	2021	2,5 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
52	Реконструкция КЛ 10 кВ «РП-41 - ТП-2311» (КЛ-10 кВ-2,7 км)	2021	2,7 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
53	Реконструкция КВЛ-6 кВ «ПС Марата - ТП-552 - ТП-657» (КЛ-6 кВ-2 км; модернизация РУ-10 кВ ТП-657-4 ячейки)	2021	2 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
54	Реконструкция ВЛ-10 кВ «Баклаши-Теплицы» (КЛ-10 кВ-2,58 км)	2021	2,58 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
55	Реконструкция ВЛ-10 кВ «Баклаши-Теплицы» между оп.№43 и оп. №38-17 (ВЛ-10 кВ-1 км)	2021	1 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
56	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Столбово с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена провода АС-25 на СИП2-120 L-0,614 км, замена провода АС-50 на СИП3-120 L-0,44 км, замена провода АС-70 на СИП3-120 L-5,943 км, подвеска втоой цепи)	2021	5,943 км	Недопущение перегруза првода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
57	Реконструкция ВЛ-10 кВ Хомутово-Церковь с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена провода АС-70 на СИП3-120 L-4,185 км)	2021	4,185 км	Недопущение перегруза првода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
58	«РП№1 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина» (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 6,6 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 0,13 км)	2021	6,6 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
59	Строительство ВЛ 10 кВ Покровская - п. Плишкино (протяженностью 9,02км)	2021	9,02 км	Развитие распределительных сетей 10 кВ в районе интенсивной индивидуальной застройки юго-западнее п. Плишкино. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит нужно разукрупнение линий и перевод части нагрузки на ПС 110/10 кВ Покровская.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
60	Строительство ВЛ-10 кВ Столбово -Поселок цель А (протяженность ВЛ 1,58 км)	2021	1,58 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Урик по сети 10 кВ на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Урик
61	Строительство ВЛ-10 кВ Столбово -Садоводство (протяженность ВЛ 3,35 км)	2021	3,35 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Карлук
62	Строительство ВЛ-10 кВ Столбово -Хайрюзовка цель А (протяженность ВЛ 2,27 км)	2021	2,27 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Карлук
63	Реконструкция ВЛ-10 Карлук - Садоводство с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена ВДТ)	2021	-	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Карлук
64	Реконструкция ВЛ-10 Пивовариха-Лотос с целью повышения качества эл.энергии (установка ВДТ)	2021	-	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
65	Реконструкция ВЛ-10 Хомутово-Поселок с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-50 на СИПЗ-120 L-2,01 км)	2021	2,01 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
66	Строительство ВЛ-10 кВ Покровская-Плишкино с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (заходы на ПС Покровская L=2x1.3 км): СИПЗ-120 L-2x1.3 км и выход с ПС кабель АП-ВЛ-10 3x400 L=2x0.16 км.	2021	2,6 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Голоустанского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
<b>АО «Витимэнерго»</b>				
67	Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные с установкой микропроцессорных защит (Н 2061 ВЭ)	2021	-	н/д
68	Замена разрядников на ОПН на ПС 110/35/6кВ (Н 2062 ВЭ)	2021	-	н/д
<b>АО «БЭСК»</b>				
69	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ в городе Братске с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2021	4,89 МВА 4,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
70	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6)кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2021	0,4 МВА 3 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
71	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ в Чунском районе с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2021	1,91 МВА 2,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
72	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	2021	1,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
73	Строительство электрических сетей напряжением 6 кВ от новой ПС 35/6кВ «Бокково» в Ленинском районе города Иркутска	2021	4,75 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
74	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4 кВ в п.Мегет, Ангарском районе	2021	12,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
75	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4кВ в городе Усть-Илимске	2021	2,29 МВА 0,5км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
76	Строительство электрических сетей в жилом районе Порожский, городе Братске	2021	2,06 МВА 3,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
77	Строительство электрических сетей в городе Вихоревка, поселках Братского района	2021	4,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
78	Строительство электрических сетей в Нижнеилимском районе	2021	1,53 МВА 2,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
79	Строительство электрических сетей в Чунском районе	2021	0,4 МВА 2,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
80	Строительство электрических сетей 0,4-10(6) кВ в городе Братске	2021	4,77 МВА 9,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
81	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Янталь, п.Каймоново, п.Ручей Усть-Кутского района	2021	3,8 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
82	Строительство ПС 27,5/10кВ. Распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Парижская Коммуна, Тайшетского района	2021	1,6 МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
83	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в г.Тайшет, п. Тагул, д. Сергино, п. Невельская, д.Малиновка, г.Бирюсинск Тайшетского района	2021	2,41 МВА 8,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

## 2.18. Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

Энергосистема Иркутской области имеет электрические связи напряжением 110 кВ и выше с энергосистемой Красноярского края и Республики Тыва и с энергосистемой Республики Бурятия, а также Западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия) ОЭС Востока. Актуальные данные о внешних электрических связях энергосистемы Иркутской области представлены в таблице 2.18.1.

Таблица 2.18.1. Внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

№ п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
с энергосистемой Красноярского края и Республики Тыва			
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 Запаны 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 – Чунояр (С-842)	62,50
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новобирюсинская – Чунояр (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 Куернама – 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 I цепь	212,00
7	220 кВ	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками	212,00
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

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

Топливо-энергетический баланс разработан на основании форм статистической отчетности предприятий и сводных показателей за 2019 год представленных ТОФСГС по Иркутской области «Иркутскстат».

Сведения по 2020 году в рамках СИПР следует учесть при последующей актуализации по завершении формирования сводной статистической информации.

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 ООО «Байкальская энергетическая компания». 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 об 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 2.19.1.

Таблица 2.19.1. Топливо-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, теплоутилизационные установки
Уголь	7 571 560	-3 521 044	-2 924 640	-758 204	-
Сырая нефть	24 315 560	-1 686	0	-13 103	-
Нефтепродукты	-	-73 045	-15 395	-268 025	-
Природный газ	6 961 820	-403 008	-410	-30 057	-
Прочее твердое топливо	2 121 233	-201 510	-759 146	-774 074	-
Гидроэнергия и НВИЭ	4 664 220	-4 664 220	-	-	-
Электрическая энергия	-	7 105 660	-	-	-36 480
Тепловая энергия	-	-	3 902 117	1 305 752	663 452
Всего	45 634 393	-1 758 853	202 526	-537 711	626 972

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 рыбодобыча, добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства. Структура потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) по секторам промышленности Иркутской области в 2019 году приведена на рисунке 2.19.1.

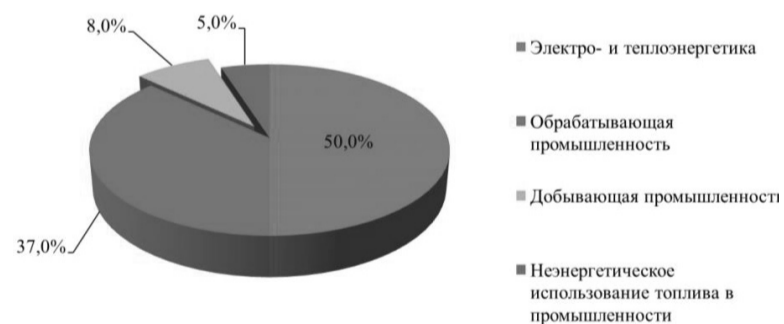


Рисунок 2.19.1. Структура потребления ТЭР по секторам промышленности Иркутской области

По состоянию на 01.01.2020 из 995 котельных:

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

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 кВтч;
- в газе – 6579,6 тыс. куб. м;
- в прочем твёрдом топливе (дрова, щепа) 308,171 тыс. тонн.

В таблице 2.19.2 представлен фактический расход топлива котельными за 2019 год, разделенный по видам топлива.

Таблица 2.19.2. Расход топлива котельными за 2019 год.

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

Наименование муниципалитетного образования	Кол-во котельных, шт.	Расход топлива				
		Уголь, т/год	Жидкое топливо, т	ЭЭ тыс. кВтч	Газ, т. м3	Прочее твердое топливо, т/год
Балаганский район	21	3899				1927
Бодайбинский район	22	77417,6	2686			
Братский район	56	96126,9		7258,8	560	12985
Жигаловский район	14	3114		2034	727	2774
Заларинский район	30	35659		798,4		
Зиминский район	27	11427				
Иркутский район	36	33221	811	15983		1251
Казачинско-Ленский район	11	40069,1				2497
Катангский район	8		1141			
Качугский район	42	3837		1396	353	20326
Киренский район	18	10285	8000			52940
Куйтунский район	44	11795		4570		2608
Мамско-Чуйский р-н	9	27026,5				
Нижнеилимский р-н	26	16651	922	101137,1		105205
Нижнеудинский р-н	79	92715,4		14499,6		11028
Ольхонский район	13	5500		3487,2		1200
Слюдянский район	21	149802		2338,8		
Тайшетский район	63	203194		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	57173
Усть-Удинский р-н	18	6435		2230		3550
Черемховский район	23	40995		1412		1040
Чунский район	31	47845,2		3265,5		8377
Шелеховский район	16	6463,7		2247		
Аларский район	36	9920,5		1341597		
Баяндаевский район	20	3358		3150		
Боханский район	32	4900		7074200		
Нукутский район	22	4082		1480,8		
Осинский район	18	1300		6271		
Эхирит-Булагатский р.	25	6777		55401,6		
<b>Итого</b>	<b>995</b>	<b>1 870 785</b>	<b>82 553,70</b>	<b>8 739 185</b>	<b>6 579</b>	<b>308 171</b>

Таблица 2.19.3. 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	
<b>Ново-Зиминская ТЭЦ (НЗТЭЦ)</b>					
Нефтепродукты	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
Мугунский	427 687	253 180			427 687
Ирбейский	25 275	14 934			25 275
<b>Итого</b>		528 515			
<b>Ново-Иркутская ТЭЦ (НИТЭЦ)</b>					
Нефтепродукты	1 408,10	1 964	94,9	132	1 503
в том числе:					
мазут топочный	1 408,10	1 964	94,9	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
<b>Итого</b>		1 248 636		4127	
<b>Участок ТИИТС Иркутской ТЭЦ-6</b>					
Нефтепродукты	277,75	392	4,15	6	281,9
в том числе:					
мазут топочный	221,25	312			221,25
масло кабельное	56,5	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
<b>Итого</b>		211 328		1 105	
<b>Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9</b>					
Нефтепродукты	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
<b>Итого</b>		345 742		16 818	
<b>Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ</b>					
Нефтепродукты	83,51	118			83,51
в том числе:					
мазут топочный	83,51	118			83,51
Уголь	204 140	120 311	7 000	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	478,5	285			478,5
<b>Итого</b>		120 429		4 130	
<b>Иркутская ТЭЦ-6</b>					
Нефтепродукты	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
<b>Итого</b>		511 402		136	
<b>Иркутская ТЭЦ-9</b>					
Нефтепродукты	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
<b>Итого</b>		1 167 201		15 162	
<b>Иркутская ТЭЦ-10</b>					
Нефтепродукты	1 322,03	1 822	109,66	154	1 431,69
в том числе: мазут топочный	1 322,03	1 822	109,66	154	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
<b>Итого</b>		1 396 345		154	
<b>Иркутская ТЭЦ-11</b>					
Нефтепродукты	560,45	788			560,45

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 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
из общего кол-ва угля – уголь каменный	160 414	100 907			158 805
<b>Итого</b>		371 964			
<b>Иркутская ТЭЦ-12</b>					
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
<b>Итого</b>		64 830			
<b>Иркутская ТЭЦ-16</b>					
Нефтепродукты	114,9	162			114,9
в том числе:					
мазут топочный	114,9	162			114,9
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
<b>Итого</b>		91 739			
<b>Усть-Илимская ТЭЦ</b>					
Нефтепродукты	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
<b>Итого</b>		446 203			

Совокупный расход по видам используемого топлива на ООО «Байкальская энергетическая компания» представлен в таблице 2.19.4.

Таблица 2.19.4. Совокупный расход по видам используемого топлива на ООО «Байкальская энергетическая компания»

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 исчислении, т.у.т.	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т.
<b>ООО «Байкальская энергетическая компания»</b>						
Нефтепродукты	6 192,9	8 623	229,35	321	6 422,24	8 944
Уголь	10655043	6 476 822	68 086,75	41 241	10 723 129,90	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	70	19 630,89	4 088
<b>Всего</b>		6 504 334		41 632		6 545 966

Из таблицы 2.19.4 видно, что уголь является преобладающим видом топлива на всех ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания» 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, Верейский, 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 Хакасии для северных территорий области;
- ЗАО «КрасноярскКрайуголь-Восток» – региональный дистрибьютер углей Переяславского разреза в Красноярском крае, реализует марки 3БР, 3БКПО, 3БОМ;
- ООО «Разрез Велитовский» осуществляет поставку бурого угля марки 3БР с Велитовского участка Азейского бурого угольного 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 муниципальными образованиями.

Таблица 2.19.5. 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 твердое топливо
Электрические станции, в т.ч.:	8 209,98	6 525,06	96,69	14,87	1 573,37
ТЭЦ и котельные ООО «Байкальская энергетическая компания»	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
<b>Итого</b>	<b>9 548,63</b>	<b>7 662,24</b>	<b>208,71</b>	<b>22,35</b>	<b>1 655,34</b>

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

В структуре потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области преобладает уголь – 80,24 %, значительную долю занимают прочие твердые 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 2.19.2.

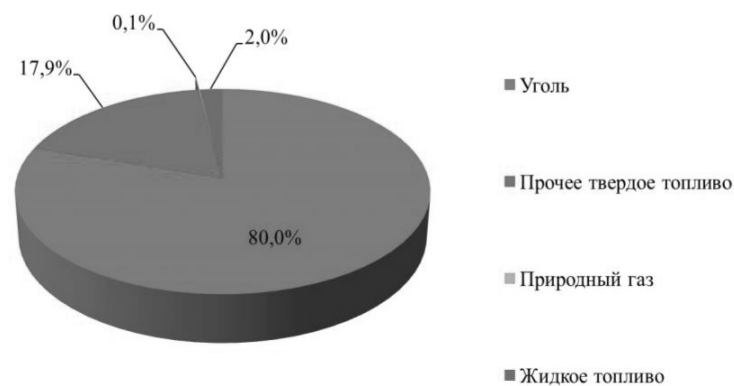


Рисунок 2.19.2. Структура потребления топлива на источниках тепловой и электрической энергии Иркутской области за 2019 год.



Наименование показателя	Электрическая энергия					Тепловая энергия				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
(C) Добыча полезных ископаемых	303,70	315,20	341,50	342,30	325,68	84,92	86,60	88,28	89,96	86,60
(D) Обрабатывающие производства	3 252,30	3 721,50	3 804,90	3 592,60	3 592,83	2 457,60	2 559,20	2 549,60	2 560,50	2 450,38
(F) Строительство	29,40	34,70	33,00	30,90	32,00	10,00	7,50	7,70	6,50	10,80
(M+N+O) Сфера услуг	428,40	474,60	453,00	529,40	471,35	91,70	78,50	70,80	74,80	106,26
(99.9) Прочие виды деятельности	893,10	465,00	380,70	381,20	530,00	372,30	409,50	425,10	460,20	371,76
Население	589,60	607,30	625,50	969,00	697,85	1 508,00	1 575,00	1 477,30	1 555,50	1 576,82
Неэнергетическое использование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

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.

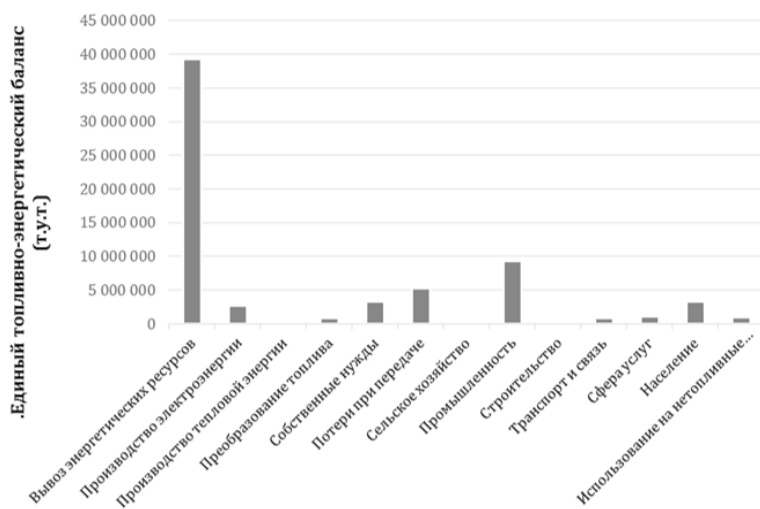


Рисунок 2.20.1. Топливо-энергетический баланс Иркутской области за 2019 год.

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).

### 3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Иркутской области

#### 3.1. Энергорайоны с высокими рисками нарушения электроснабжения

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 I цепь;
- ПС 220 кВ Таксимо: выключатель ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь 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.

В июле 2020 года 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 28.11.2017 № 1125):

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

Мероприятия по снижению рисков нарушения электроснабжения в Бодайбинском районе, предусмотренные приказом Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125, выполнены в полном объеме, за исключением установки и ввода в работу основных быстродействующих защит на ВЛ 220 кВ транзита 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таксимо.

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

Мероприятия по усилению сети предусмотрены в проекте СИПР ЕЭС 2021-2027 гг.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение, выданными АО «Витимэнерго» заявителям на 2021 год запланировано выполнение следующих мероприятий по электросетевому строительству/реконструкции:

- 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 Полос для подключения ВЛ 110 кВ Полос-Высочайший;
- реконструкцию ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полос №1 с заменой провода;
- реконструкцию ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Вернинская с отпайкой на РП Полос с заменой провода;
- строительство линейной ячейки 110 кВ в ОРУ ПС 110 кВ Вернинская для подключения ВЛ 110кВ Кропоткинская-Вернинская №2 с отпайкой на РП Полос;
- строительство ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская №2 с отпайкой на РП Полос;
- строительство новой ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полос №2.

В связи с началом разработки новых месторождений рудного золота «Чертово Корято» и «Сухой Лог» потребуются 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 5.02.2020 № 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 обуславливать 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 линейной напряжением 220 кВ, входящей в Единую энергосистему страны.

Напорный фронт формируется бетонной плотинной, имеющее приплотинное здание машинного зала и служебного корпуса АО «МГЭС». Бетонная плотина формирует напорный фронт между верхним бьефом водохранилища и нижним бьефом р. Мамакан. Разрушение плотины в напорной части, подьем уровня воды в нижнем бьефе, может вызвать чрезвычайную ситуацию с затоплением помещений ГЭС 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 здания 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 повышении 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 ГЭС гидроузла не приводят к возникновению аварийных ситуаций на ГЭС или возникновению ЧС.

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

#### 3.2. 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:

- Усть-Илимской ГЭС. В КС «Выдача мощности Усть-Илимской ГЭС» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены по условию сохранения динамической устойчивости генераторов Усть-Илимской ГЭС;
- Иркутской ТЭЦ-9. В КС «Выдача мощности ТЭЦ-9» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены пропускной способностью ЛЭП и сетевого оборудования, входящих в схему выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-9;
- Иркутской ТЭЦ-10. В КС «Выдача мощности блоков 7,8 ТЭЦ-10» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены пропускной способностью ЛЭП и сетевого оборудования, входящих в схему выдачи мощности блоков 7 и 8 Иркутской ТЭЦ-10.

#### 3.3. Схемно-режимные ситуации, повлекшие за собой выход параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

##### 3.3.1. Недостаточная пропускная способность АТ-2 ПС 500 кВ Тулун и коммутационного оборудования 110 кВ АТ-1 и 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 соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок транзита при температуре ОЗМ-32 при отключении АТ-1 имеет место токовая перегрузка оставшегося в работе АТ-2, которая составляет 9 % (623 А при номинальном токе 573 А). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 121 МВт.

Для исключения необходимости ввода ГАО предлагается замена АТ-2 ПС 500 кВ Тулун с заменой коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун.

##### 3.3.2. 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 II 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 Шарыш 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 – Шарыш тяговая, Тайшет – Саянская тяговая.

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +20°С при отключении ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме с учетом применения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования: разъединителей (3 шт. ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 6 % (635 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А). Аналогичная ситуация складывается при отключении ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками.

Так же имеет место перегрузка ошинок ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 1 % (635 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С).

Для недопущения отмеченных перегрузок предлагается реконструкция с заменой:

- ошинок марки АС- 185/29, разъединителей (3 шт.) ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 635 А при +2°С;
- ошинок марки АС- 185/29, разъединителей (4 шт.) ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 642 А при +2°С (совместно с мероприятием по установке БСК на ПС 110 кВ Силикатная либо на ПС 110 кВ Нижнеудинск и Замзор).

Помимо отмеченной выше проблемы, в районе ПС 500 кВ Тайшет отмечается проблема, связанная с недостаточной пропускной способностью автотрансформаторов ПС 500 кВ Тайшет в схемах единичных отключений. Так, в соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре -32°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.

Для недопущения отмеченной перегрузки предлагается установка на ПС 500 кВ Тайшет третьего автотрансформатора мощностью 250 МВА.

##### 3.3.3. Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок транзита 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 токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24 на 4 % (694 А при ДДТН=АДТН 671 А при -300С), 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).

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК» и Восточно-Сибирской железной дороги филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго, перегрузка указанного оборудования не допускается. В настоящее время схема режимных мероприятий, направленных 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, так как 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 ПС 110 кВ транзита Коршуниха – Лена в объеме до 15 МВт. Для целей устранения перегрузок предлагается установка АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая с УВ на ОН.

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

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 и энергорайоне отсутствуют.

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:

- ошинок (марка провода 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-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).

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

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт. Для целей устранения перегрузок предлагается установка АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с УВ на ОН.

##### 3.3.5. 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

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:

- При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг:
  - Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха марки АС-120/19: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;
  - Провод ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;
  - Шинный (обходной) разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;
  - 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;
  - 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;
  - 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.
- При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха:
  - Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг марки АС-120/19: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;
  - Провод ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 644 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;
  - 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;
  - Ошиновка на ПС 110 кВ Большой Луг, выполненная проводом М-120: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 521 А;
  - ТТ-110-транзита на ПС 110 кВ Большой Луг: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 630 А;
  - 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;
  - 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.

Для недопущения отмененных перегрузок рекомендуется:

- 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°С;
  - 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 480 А и 644 А соответственно при +18°С;
  - замена шинного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово на разъединители с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С.
- Также требуется проведение реконструкции ПС 110 кВ Рассоха, ПС 110 кВ Большой Луг и ПС 110 кВ Подкаменная с реализацией следующих мероприятий:
- замена на ПС 110 кВ Рассоха ошиновки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновки секционного выключателя марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +18°С, ошиновки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 480 А при +18°С. Замена секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха на выключатель с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С. Замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с длительно допустимым током 630 А на ПС 110 кВ Рассоха на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С;
  - замена ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг марки М-120 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +18°С. Замена трансформатора тока на ПС 110 кВ Большой Луг с длительно допустимым током 630 А на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 644 А при +18°С;
  - 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 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 допустимым током 600 А на трансформаторы тока с длительно допустимым током не менее 644 А при +18°С.

### 3.3.6. Недостаточная пропускная способность ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КУ-30) и ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КК-31)

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, в летний период максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ +30°С является аварийное отключение 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)).

В отмененной СРС имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) (ВЛ 220 кВ Киренга Улькан (КУ-30)) на 8 % (724 А при АДТН=670 А при +30 0С).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, отсутствуют.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт. Для целей устранения перегрузки предлагается установка АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) на ПС 220 кВ Киренга.

### 3.3.7. Недостаточная пропускная способность трансформаторов тока 110 кВ АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Черемхово

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –32°С при выводе в ремонт АТ-1 (125 МВА) или АТ-2 (125 МВА) на ПС 220 кВ Черемхово и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская или при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская в единичной ремонтной схеме с отключенным АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово имеет место токовая перегрузка трансформаторов тока 110 кВ АТ-1 (АТ-2) на ПС 220 кВ Черемхово на 26 % (791 А при АДТН = 630 А).

В связи с наличием отмененной перегрузки рекомендуется замена ТТ 110 кВ в ячейках АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово.

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

### 3.4.1. 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».

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18 0С при отключении 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) 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.

Для исключения необходимости ввода ГАО предлагается установка на ПС 110 кВ Тайшет-Запад БСК мощностью 30 Мвар. Рекомендуемый срок реализации данного мероприятия: 2021 год.

Также для исключения ввода ГАО требуется выполнение дополнительного мероприятия в виде уставки ИРМ на ПС 110 кВ Юрты мощностью 58 Мвар. Однако, в соответствии со «Схемой внешнего электроснабжения направления Кузбасс – Дальний Восток на период до 2025 г.» и протоколом Минэнерго от 28.01.2021 № НШ-21пр, было принято решение об установке на ПС 110 кВ Шарбыш тяговая БСК мощностью 75 Мвар, в связи с чем необходимость дополнительной установки ИРМ на ПС 110 кВ Юрты мощностью 58 Мвар исключается.

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

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.

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –32°С при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ВЭС ниже АДН – до 73 кВ.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 21 МВт.

Для исключения необходимости ввода ГАО предлагается установка БСК на следующих объектах: ПС 110 кВ Оса – 2х12 Мвар, ПС 110 кВ Новая Уда – 2х15 Мвар и ПС 110 кВ Свирск – 2х10 Мвар.

### 3.4.3. Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

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.

Для исключения необходимости ввода ГАО предлагается реализация одного из трёх мероприятий:

- Установка БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар на ПС 110 кВ Силикатная;
- Установка БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск;
- Установка третьего АТ 400 МВА 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун.

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

### 3.5.1. Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформатора АТ-9 (фазы А) (без увеличения мощности)

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 хроматографического 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 СО и СО<sub>2</sub>, 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 СО<sub>2</sub>, а с 2005 года также наблюдается превышение концентрации в масле газов СО, 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 СО<sub>2</sub>) и поддержанию по возможности температурных режимов масла в пределах 30-350, замечаний по работе АТ на данный момент нет.

На основании вышесказанного 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 работают параллельно. Требуется «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.

Замену фазы «А» АТ-9 планируется выполнить в 2021 году, замену фаз «В» и «С» - в 2022 и 2023 годах соответственно.

### 3.5.2. Модернизация ПС 110/10 кВ Северная (замена ОД и КЗ 110кВ 2 шт. на выключатели элегазовые 110кВ 2шт, ячейки КРУ-10кВ - 36шт)

Приведение оборудования ПС 110 кВ Северная в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ.

Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Северная, связанных с повреждением оборудования. Выключатель (ячейка выключателя), ячейка распределительного устройства 110 кВ - 2 шт.

Выключатель (ячейка выключателя), ячейка распределительного устройства 10 кВ – 36 шт.

### 3.5.3. Модернизация ПС 110 кВ Сосновая (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ Сосновая эксплуатируются с 1986 года. Ввиду значительного физического старения коммутационного оборудования, выполненного с применением отделителей и короткозамыкателей по стороне 110 кВ, которое противоречит требованиям НТП подстанций переменного тока напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.248-2017), п.6.2. (о недопустимости применения отделителей и короткозамыкателей), п.7.11. (о необходимости предусматривать в РУ 110-750 элегазовые выключатели), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА.

В настоящее время кинематические узлы приводов отделителей и короткозамыкателей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надёжность работы приводов.

### 3.5.4. Модернизация ПС 110 кВ Студенческая (Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ Студенческая эксплуатируются с 1972 года. Ввиду значительного физического старения коммутационного оборудования, выполненного с применением отделителей и короткозамыкателей по стороне 110 кВ, которое противоречит требованиям НТП подстанций переменного тока напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.248-2017), п.6.2. (о недопустимости применения отделителей и короткозамыкателей), п.7.11. (о необходимости предусматривать в РУ 110-750 элегазовые выключатели), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА.

В настоящее время кинематические узлы приводов отделителей и короткозамыкателей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надёжность работы приводов.

### 3.5.5. Модернизация ПС 110/35/10 кВ Косая Степь (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110/35/10 кВ «Косая Степь» эксплуатируются с 1994 года.

Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надёжности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.

### 3.5.6. Модернизация ПС 110/10 кВ Бохан (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110/10 кВ «Бохан» эксплуатируются с 1999 года. Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надёжности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.

### 3.5.7. Модернизация ПС 110/35/10 кВ Еланцы (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110/35/10 кВ «Еланцы» эксплуатируются с 1995 года. Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надёжности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.

### 3.5.8. Модернизация ПС 110/35/10кВ Баяндай (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели ЭВ 110кВ 5 шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110/10 кВ «Баяндай» эксплуатируются с 1997 года. Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надёжности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.



4. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Электроэнергетика определяющим образом влияет на условия экономического и социального развития Иркутской области. Реализация инвестиционных проектов, эффективность работы предприятий и организаций, улучшение качества жизни людей, достижение практически всех целей стратегии развития экономики Иркутской области зависит от надёжного, сбалансированного и безопасного функционирования электроэнергетики.

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области

Анализ ситуации в топливно-энергетическом комплексе свидетельствует о том, что пропускная способность электросетевого хозяйства достаточно высока. В то же время, несмотря на избыток мощностей в целом, в пределах Иркутской области существуют районы, где наблюдаются проблемы с энергообеспечением (например, Бодайбинский район). Также к проблемам можно отнести высокий износ электросетевого и энергетического оборудования. Инвестиции в обновление и модернизацию оборудования топливно-энергетического комплекса Иркутской области вкладывались в недостаточном объеме, что привело к его старению и повышению вероятности выхода из работы.

Главной целью функционирования и развития электроэнергетической инфраструктуры Иркутской области является создание благоприятных условий социально-экономического развития Иркутской области, повышение конкурентоспособности, а также устранение инфраструктурных ограничений и рисков для развития всех видов деятельности на территории Иркутской области.

В соответствии с этим определяются две группы стратегических задач в части электроэнергетической инфраструктуры и энергообеспечения:

- эффективное развитие электроэнергетической инфраструктуры;
- повышение эффективности производства, передачи, использования энергии и развитие направления энергосбережения.

Приоритетные задачи первой группы – развитие электроэнергетической инфраструктуры Иркутской области – определяются исходя из понимания существующей и прогнозируемой структуры ее экономики, значимости надежного энергообеспечения для населения Иркутской области, сфер его жизни, для развития и модернизации базовых отраслей промышленности и перехода к инновационному пути развития. В таблице 4.1.1 представлены важнейшие приоритетные задачи развития электроэнергетики Иркутской области.

Приоритеты второй группы задач – повышение эффективности использования энергии и развития направления энергосбережения в Иркутской области – связаны с необходимостью использования резервов энергосбережения, эффективности использования энергии потребителями Иркутской области, использованием возобновляемых источников энергии и согласуются с федеральной политикой снижения энергоёмкости ВВП страны.

Таблица 4.1.1. Приоритетные задачи развития электроэнергетики Иркутской области

Приоритетные задачи	Направления решения
Обеспечение надежности электроснабжения потребителей	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Развитие общесистемных функций энергосистемы Иркутской области в рамках ОЭС Сибири и ЕЭС России в целом в соответствии с Энергетической стратегией РФ на период до 2035 года;</li> <li>- согласование планов и приоритетов развития Иркутской области с ООО «Байкальская энергетическая компания», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», ОАО «Иркутская электросетевая компания», АО «Братская электросетевая компания», АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», Восточно-Сибирской дирекцией по энергообеспечению СП «Трансэнерго» – филиала ОАО «РЖД», ПАО «ФСК ЕЭС» и другими компаниями, выполняющими функции операторов в области генерации, транспортировки и распределения электрической и тепловой энергии на территории Иркутской области;</li> <li>- учет потребностей Иркутской области в долгосрочных инвестиционных программах операторов электроэнергетической инфраструктуры, при заключении договоров с генерирующими компаниями на поставку мощности, при разработке планов модернизации их энергетической инфраструктуры.</li> </ul>
Повышение эффективности функционирования объектов электроэнергетики	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработка и реализация региональной политики энергоэффективности в соответствии с концепцией повышения энергоэффективности РФ, в том числе путем конкретизации целевых индикаторов энергоэффективности и их мониторинга, сравнения с лучшими отраслевыми показателями (бенчмаркинг);</li> <li>- проведение тарифной политики, стимулирующей сокращение потерь электрической и тепловой энергии в сетях, снижение удельных расходов топлива на тепловых электростанциях путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования.</li> </ul>
Обеспечение доступности энергоснабжения всем потребителям, включая малый и средний бизнес, сельские, удаленные и изолированные районы	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Опережающее развитие сетевой инфраструктуры электроснабжения;</li> <li>- Развитие на территории Иркутской области рассредоточенных систем энергетики (локальных энергосистем) с использованием возобновляемых источников энергии.</li> </ul>

Приоритетные задачи	Направления решения
Сдерживание роста всех видов экологической нагрузки	Разработка и реализация мер экологической политики, регламентирующих и регулирующих развитие электроэнергетики, обеспечивающих минимизацию воздействия энергетических объектов на окружающую среду и потенциальные угрозы.

Приоритеты эффективности использования электрической энергии и других видов энергоресурсов распространяются на все сферы производственного и бытового потребления, предполагают стимулы и возможности оптимизировать способы и качество энергоснабжения, включая:

- установление запретов на использование энергорасточительных технологий;
- стимулирование использования всеми потребителями экологических и энергоэффективных технологий и возобновляемых источников энергии;
- поддержка практики энергетического аудита;
- обеспечение прямой поддержки со стороны государства реализации инвестиционных проектов в энергетической сфере, предусматривающих внедрение энергоэффективных технологий нового поколения;
- развитие автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка; реализация специальных мер по повышению энергетической эффективности жилищно-коммунального комплекса;
- активизация всего потенциала организационного и технологического энергосбережения, составляющего до 40% общего объема внутреннего энергопотребления;
- активизация организационного и технологического потенциала энергосбережения.

Меньшая электроёмкость ВРП будет содействовать повышению эффективности экономики Иркутской области за счет получения большего полезного эффекта при использовании того же количества электрической энергии.

4.2. Прогнозы потребления электрической энергии и мощности

Целью настоящего раздела является прогнозная оценка роста электрических нагрузок подстанций энергосистемы Иркутской области на период до 2026 года.

Определение электрических нагрузок необходимо для решения большинства вопросов, возникающих при проектировании развития энергосистемы Иркутской области. К их числу относятся: выбор значения и структуры генерирующих мощностей электростанций, напряжения и схемы электрической сети, основного электрооборудования, расчетов электрических режимов работы сети и др.

Расчет потребления по центрам питания соответствует требованиям национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденного приказом Росстандарта от 19.11.2019 №1196-ст. Прогноз спроса на электрическую мощность и энергию выполнен на основании следующей информации:

- данных контрольных замеров нагрузок и тококорректировки мощностей;
- заключенных договоров технологического присоединения к электрическим сетям региональных электросетевых компаний.

При определении мероприятий учитывались материалы проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 гг.

4.2.1. Анализ договоров на технологическое присоединение потребителей

Оценка ожидаемых приростов электрических нагрузок энергосистемы Иркутской области выполнена с учетом действующих технических условий на технологическое присоединение потребителей. В работе рассмотрены действующие технические условия на технологическое присоединение от всех субъектов электроэнергетики.

При анализе прогнозируемой мощности, присоединяемой по действующим техническим условиям на технологическое присоединение, учитывались коэффициенты реализации в зависимости от категории потребителей и ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем».

К концентрированным потребителям относятся крупные жилые комплексы, крупные комплексы на промышленной основе, тяговые подстанции электрифицированных железных дорог и др. К распределенной нагрузке относятся остальные промышленные предприятия и сельскохозяйственное производство и коммунально-бытовая нагрузка. Граничная минимальная нагрузка для отнесения к концентрированному потребителю принимается такой, чтобы в группу распределенной нагрузки не попали потребители, существенно влияющие на суммарную нагрузку подстанции. В Иркутской области к концентрированным могут быть отнесены потребители с нагрузкой 0,67 МВт и более.

Придерживаясь этого принципа, в Иркутской области можно выделить следующих потребителей, которые составляют группу концентрированных нагрузок с электрическими нагрузками, указанными в действующих технических условиях на технологическое присоединение (таблица 4.2.1.1.).

Таблица 4.2.1.1. Перечень крупных (мощностью 1 МВт и выше) договоров на присоединение к электрической сети Иркутской области в период 2021-2026 гг.

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
<b>АО «Витимэнерго»</b>									
1	ООО «А/С «Иркутская»	Горный уч. «Анангра» Бодайбинский р-он, в 40 км. от п. Артемовский	2050	ПС 110 кВ Анангра	2022	ПП-211-19	17.06.2019	17.06.2019 / до 17.06.2024	0,8
2	АО «ЗДК «Лензолото»	ВЛ 6 кВ, ЭШ-15/90 № 59 Бодайбинский район, россыпь р. Маракан, левого притока р. Большой Патом	1125	ПС 110 кВ Мараканская	2021	ПП-218-19	20.05.2020	20.05.2020 / до 20.05.2022	0,8
3	ООО «СЛ Золото»	Две ВЛ 6 кВ с КТП для эл. сн. Поселка. Бодайбинский р-он, в 14,5км северо-западнее от п. Кропоткин	7600	ПС 110 кВ Кропоткинская	2022	ПП-219-19	05.02.2020	27.11.2019 / до 27.11.2024	0,8
4	ООО «Друза»	ГОК Невский. Бодайбинский р-он, в 8 км северо-западнее от п. Кропоткин	8402	ПС 110 кВ Невский	2022	ПП-221-19	21.08.2019	29.04.2019 / до 29.04.2024	0,8
5	ПАО «Высочайший»	ГОК Высочайший. Бодайбинский р-он, 40 км севернее п. Кропоткин	10000	ПС 110 кВ Высочайший	2022	ПП-222-19	25.01.2020	29.04.2019 / до 29.04.2024	0,8
6	АО «Полус Вернинское»	ЗРУ 6 кВ ГОК Вернинский, Бодайбинский р-он, Артемовские дачи кВ. № 133, 145, 147.	27900	ПС 110 кВ Вернинская	2022	ПП-228-20	12.03.2020	31.01.2020 / до 31.01.2024	0,8
7	ЗАО «А/с «Витим»	ПС 35 кВ Жух. Бодайбинский р-он, в 12 км. от пос. Перевоз, в рамках лицензии на право пользования недрами ИРК № 03626 БЭ.	1125	ПС 110 кВ Перевоз	2021	ПП-230-20	22.04.2020	22.04.2020 / до 22.04.2022	0,8
8	ООО «Красный»	Новая ПС 110 кВ Красный (Иркутская обл., Бодайбинский р-н, Бодайбинское участковое лесничество, Артёмовская дача, квартал №159)	15000	ПС 110 кВ Красный	2023	ПП-197-17	04.06.2020	29.04.2020 / до 29.04.2025	0,8
9	ФГУП «Администрация гражданских аэропортов (аэродромов)»	Аэропорт, г. Бодайбо, ул. Первомайская, 5	1000	ПС 110 кВ Бодайбинская	2023	ЮЛ-465-20	15.01.2021	н/д	0,4
<b>ОГУЭП «Облкоммунэнерго»</b>									
10	Общество с ограниченной ответственностью «Киренга»	ТП под строительство и эксплуатацию производственной базы	1200	ПС 110 кВ Киренск	2022	КЭС-20/ЮЛ-20	19.05.2020	19.05.2022	0,9
11	«РУСАЛ Тайшет» ООО	энергопринимающие устройства жилого комплекса в мкр. Центральный	1150	ПС 110 кВ ЗСМ	2021	ТЭС-19/ЮЛ-109	30.06.2019	30.06.2021	0,4
12	Демченко Андрей Андреевич	ВРУ жилого дома	1000	ПС 110 кВ Усть-Орда	2022	УОЭС-20/ФЛ-232	19.08.2020	19.08.2022	0,2
<b>АО «БЭСК»</b>									
13	УК ИСТ-Групп ООО	Производственная база	1400	ПС 110 кВ Чуна	2021	687/3	11.12.2019	21.10.2021	0,7
<b>ПАО «ФСК ЕЭС»</b>									
14	ЗАО «Техноинвест Альянс»	ПС 220 кВ Зашихинская	37500	ПС 220 кВ Зашихинская	2025	н/д	19.02.2020	н/д	0,8
15	ООО «Голевская горнорудная компания»	Ак-Сугский ГОК	155000	ПС 220 кВ Туманная	2022	743/тп	03.12.2020	н/д	0,8
16	ООО «СЛ Золото»	[921] ПС 220 кВ Витим 3х125 МВА, ВЛ 220 кВ Сухой Лог - Витим I, II цепь	229000	ПС 220 кВ Витим	2023	32/19-ТП-М2	17.12.2019	н/д / до 16.12.2023	0,8
17	ПАО «Газпром»	Ковыткинское ГМК 20 агрегатов 66,5 МВт 2 тр-ра 220 кВ 126 МВА, 6 тр-ов 110 кВ 132 МВА	56500	ПС 220 кВ Ковыкта	2023	н/д	н/д	н/д	0,9
18	АО «Тонода»	[914] ПС 220 кВ Чертово Корято	32000	ПС 220 кВ Чертово Корято	2024	н/д	н/д	н/д	0,8
19	ООО «ИНК»	[892] ПС 220 кВ ЗНХ с 2 тр-ми 220/110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый, 16 генераторов мощностью 144 МВт.	65000	ПС 220 кВ Рассолы	2023	н/д	н/д	н/д	0,9
20	ООО «ИНК»	[826] ПС 220 кВ Полимер с двумя ВЛ 220 кВ от ПС Усть-Кут	150000	ПС 220 кВ Полимер	2022	12/18-ТП-М2	05.04.2018	н/д / до 04.04.2022	0,9
<b>АО «АНХ»</b>									
21	ИП Кочетков А.Ю.	Об.554, г.Ангарск, Первый пром.массив, кВ.17, стр.12/1	2500	УП-10	2021	1420-19	10.12.2019	н/д	0,3
22	АО «АЗКиОС»	КТП1 и КТП2, г.Ангарск, Первый промышленный массив, квартал 44	3972,3	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (сш 30 кВ)	2021	286-18	12.02.2018	н/д	0,7
23	ООО «Альфаконстракшн»	Об.956, г.Ангарск, Второй промышленный массив, квартал 1, стр.6	1700	УП-8	2021	981-20	19.08.2020	н/д	0,7
<b>ОАО «ИЭС»</b>									
24	ЗАО «РУСАЛ Глобал Менеджмент Б.В.»	КРУЭ 220 кВ Тайшетского алюминиевого завода, Иркутская область, Тайшетский район	1440000 (1 этап - 2021 г (390000,00 кВт); 2 этап - 2022 г (750000,00 кВт); 3 этап (300000,00 кВт) - 2026 г)	ПС 500 кВ Озерная	2021-2026	3/17-ИЭС	18.09.2017	н/д / до 31.12.2021	0,9

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
25	ЗАО «Гринфилд»	Сибирский электрометаллургический завод, Иркутская область, город Братск, П 23 99 00 00	90000	ПС 220 кВ СЭМЗ	2023	2/16-ИЭСК	28.09.2016	н/д / до 31.12.2023	0,8
26	ОАО ФСК «Новый город»	Комплексное освоение застраиваемой территории жилого комплекса с административно-бытовыми зданиями, социальными объектами, объектами инженерной инфраструктуры и иные объекты, Иркутская область, Иркутский район, в районе населенного пункта д. Малая Еланка	42000	ПС 220 кВ Малая Елань	2025	1/14-ИЭСК	21.05.2014	н/д / до 31.12.2025	0,4
27	ОАО «РЖД»	Тяговая подстанция 220 кВ «Слюдянка», Иркутская область, Слюдянский район, станция Култук	35777	ПС 220 кВ Слюдянка	2021	2/17-ИЭСК	12.05.2017	н/д / до 31.12.2021	0,7
28	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 220 кВ «Чудничный», «Небель», «Звездная», Иркутская область, Казачинско-Ленский район, вблизи разъезда Чудничный ВСЖД(транзит 220 кВ «Лена-Киренга»)	12750	ПС 220 кВ: Чудничный, Небель, Звездная	2021	12/16-ИЭСК	28.10.2016	н/д / до 31.12.2021	0,7
29	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 110 кВ «Видим», «Кежма», «Зяба», «Черная», «Коршуниха», Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район(транзит 110 кВ «Гидростроитель-Коршуниха»)	16150	ПС 110 кВ: Видим, Кежма, Зяба, Черная, Коршуниха	2021	7/16-ИЭСК	18.05.2016	н/д / до 31.12.2021	0,7
30	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 110 кВ «Чуна», «Чукша», «Огневка», «Турма», «Моргудон», Иркутская область, Чунский район, станция Чуна(транзит 110 кВ «Тайшет-Опорная»)	19550	ПС 110 кВ: Чуна, Чукша, Огневка, Турма, Моргудон	2021	276/16-ЗЭС	07.12.2016	н/д / до 31.12.2021	0,7
31	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 220 кВ «Улькан», «Кунерма», Республика Бурятия, г. Северобайкальск, Иркутская область, Усть-Кут, Киренский, К-Ленский районы (транзит 220 кВ «Киренга-Кунерма»)	10200	ПС 220 кВ: Улькан, Кунерма	2021	116/16-СЭС	18.05.2016	н/д / до 31.12.2021	0,7
32	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 110 кВ «Семигорск», «Хребтовая», «Ручей», «Усть-Кут», Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район(транзит 110 кВ «Коршуниха-Лена»)	12750	ПС 110 кВ: Семигорск, Хребтовая, Ручей, Усть-Кут	2021	3/16-ИЭСК	28.03.2016	н/д / до 31.12.2021	0,7
33	ИАЗ-филиал ОАО «Корпорация «Иркут»	ГПП-110/6, Иркутская область, г. Иркутск, Ленинский район, ул. Новаторов, дом 3	28800	ПС 220 кВ Ново-ленино	2022	6/14-ИЭСК	31.12.2014	н/д / до 31.12.2022	0,7
34	ООО «АкваСиб»	Завод по производству питьевой бутилированной воды, Иркутская область, Слюдянский район, рабочий поселок Култук, в прибрежной зоне озера Байкал	4900	ПС 220 кВ БЦБК	2022	2147/19-ЮЭС	05.08.2019	н/д / до 31.12.2022	0,7
35	ЗАО «Стройкомплекс»	Жилой комплекс I этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 31	4565	ПС 110 кВ Прибрежная	2021	104/15-ЦЭС	06.04.2015	н/д / до 31.12.2021	0,4
36	ООО «Ленинград»	Многоквартирные многоэтажные жилые дома по ул. Томсона Ленинского района г. Иркутска, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Розы Люксембург	3268,5	ПС 220 кВ Бытовая	2022	2819/17-ЮЭС	17.10.2017	н/д / до 31.12.2022	0,2
37	ООО «БАЙКО»	Завод по розливу воды, Иркутская область, Слюдянский район, р.п. Култук, в прибрежной зоне оз. Байкал	2200	ПС 220 кВ БЦБК	2022	3295/17-ЮЭС	05.12.2017	н/д / до 31.12.2022	0,7
38	Ткачук Надежда Викторовна	Нежилое здание, г. Ангарск, м/н Старца	2000	ПС 110 кВ Прибрежная	2023	237/14-ЦЭС	18.01.2014	н/д / до 31.12.2023	0,4
39	ООО «Ангара-ТимберЛайн»	Деревообрабатывающий цех с мастерскими, Иркутская область, г. Иркутск, тер. Энергопоезд, 1	2000	ПС 220 кВ Левобережная	2021	389/18-ЮЭС	19.02.2018	н/д / до 31.12.2021	0,9
40	ООО «АктивЭнерго»	Сооружения электроэнергетики (ТП № 4648 и кабельные линии), Иркутская область, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 1	1658	ПС 110 кВ Городская	2021	4510/18-ЮЭС	04.12.2018	н/д / до 31.12.2022	0,4
41	ДНП «СОЮЗ»	Дачные дома (84 дома), Иркутская область, Иркутский район, Иркутской лесничества, Хомутовское участковое лесничество «Пригородная дача», квартал 140(выд.6,7,8,12,14)	1260	ПС 110 кВ Новая Лисиха	2021	6796/14-ВЭС	20.11.2014	н/д / до 31.12.2021	0,2
42	Кондрашов Владимир Иванович	Производственно-складская база, Иркутская область, в Куйбышевском районе г. Иркутска по ул. Карпинская, 85	1000	ПС 220 кВ Восточная	2021	316/18-ЮЭС	01.03.2018	н/д / до 31.12.2021	0,4
43	ООО «Ресурс»	Производственная база, Иркутская область, г. Иркутск, в Ленинском районе, ул. Тракторная, 18 Б	1000	ПС 220 кВ Левобережная	2022	1114/18-ЮЭС	04.04.2018	н/д / до 31.12.2022	0,4
44	ДНТ «Рассвет»	Дачные дома, Иркутская область, Иркутский район, 1,5 км. юго-западнее п. Плишкино	4900	ПС 110 кВ Пивовариха	2023	3141/19-ВЭС	22.10.2019	н/д / до 31.12.2023	0,2
45	ДНП «Рассвет»	Дачные дома, Иркутская область, Иркутский район, юго-западная окраина д. Черемушка	2610	ПС 110 кВ Оёк	2021	2228/20-ВЭС	10.08.2020	н/д / до 31.12.2021	0,2
46	Общество с ограниченной ответственностью «Искусственный интеллект»	Центр по обработке данных, Иркутская область, Иркутский район, 7 км. автодороги Иркутск-Малое Голоустное, территория ПС 110 кВ «Покровская»	4900	ПС 110 кВ Покровская	2021	2899-ОУ/20-ВЭС	15.09.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
47	Капицына Любовь Александровна	ВРУ Жилого дома, Иркутская область, Боханский район, с. Тихоновка, ул. Подстанция, д. 5	2000	ПС 110 кВ Тихоновка	2021	3666/20-ВЭС	19.10.2020	н/д / до 31.12.2021	0,2
48	Ши Шучжень	Энергопринимающие устройства с ТП 630 кВА, Иркутская область, Иркутский район, поле «Репное», юго-западнее с. Столбово (пашня)	4000	ПС 220 кВ Столбово	2021	3762/20-ВЭС	22.10.2020	н/д / до 31.12.2021	0,9
49	ГКУ «СЛУЖБА ЗАКАЗЧИКА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ»	Многоквартирные жилые дома в количестве 21 шт., Иркутская область, г.Тулуз	1356	ПС 110 кВ Азейская	2021	303/19-ЗЭС	12.09.2019	н/д / до 31.12.2021	0,2
50	АО «Саянскимпласт»	ПС 110/10 ГПП-1 (ВЛ 110 кВ Новозиминская ТЭЦ - ГПП-1 «Желтая»); ПС 110/10/6 ГПП-2 (ВЛ 110 кВ Новозиминская ТЭЦ - ГПП-2 «Зеленая»); ПС 110/10 ГПП-1 (ВЛ 110 кВ ГПП-1 Ново-Зиминская цель «Красная»); ПС 110/10/6 ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ГПП-2 Ново-Зиминская цель «Синяя»), Иркутская область, г. Саянск, территория Промышленный узел, промплощадка	3000	Ново-Зиминская ТЭЦ	2022	113/20-ЗЭС	08.04.2020	н/д / до 31.12.2022	0,7
51	ООО «СПЕЦКАМЕНЬСИБИРЬ»	Разведка и добыча долеритов на участке недр местного назначения «Казакова-3», Иркутская область, Тулунский район, в 1,65 км. юго-западнее от с. Казакова	1000	ПС 110 кВ Нюра	2021	136/20-ЗЭС	29.04.2020	н/д / до 31.12.2021	0,8
52	ИП Новиков Лев Геннадьевич	Земельный участок для промышленной деятельности, Иркутская область, г.Саянск, промышленный узел, база стройиндустрии, квартал XV, 107	4950	ПС 110 кВ Стройбаза	2021	137/20-ЗЭС	29.04.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
53	Акционерное общество «Саянскимпласт»	ПС 110/10 ГПП-1 (ВЛ 110 кВ Новозиминская ТЭЦ ГПП-1 «Желтая»); ПС 110/10/6 ГПП-2 (ВЛ 110 кВ Новозиминская ТЭЦ ГПП-2 «Зеленая»); ПС 110/10 ГПП-1 (ВЛ 110 кВ ГПП-1 Ново-Зиминская цель «Красная»); ПС 110/10/6 ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ГПП-2 Ново-Зиминская цель «Синяя»), Иркутская область, г. Саянск, территория Промышленный узел, промплощадка	4000	Новозиминская ТЭЦ	2021	319/20-ЗЭС	13.08.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
54	Администрация Усть-Рубахинского муниципального образования - администрация сельского поселения	ТП 35/04 СПК «Берёзка», 665111, Иркутская обл., Нижнеудинский р-н, д.Рубахино, СПК «Берёзка»	1000	ПС 110 кВ Рубахино	2021	396/20-ЗЭС	17.09.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
55	АО «ЦОД «Иркутскэнерго»	Центр обработки данных, Иркутская область, Братский район, пос. Турма, на территории существующей ПС 500 кВ БПП,	110000	ПС 500 кВ БПП	2023	5/18-ИЭСК	19.06.2019	н/д / до 31.12.2023	0,7
56	ПАО «Иркутскэнерго»	КЛ 10 кВ с ТП 10/0,4 кВ для электроснабжения центр обработки данных, Иркутская область, город Иркутск, улица Ярославского, 211-а	10000	ПС 220 кВ Бытовая	2021	6/18-ИЭСК	27.08.2018	н/д / до 31.12.2021	0,7
57	ООО «ТЭС»	ЛЭП 110 кВ с ПС 110/10 кВ ТЭС, Иркутская область, г. Тулуз, ул. Совхозная, 24г Завод стеклокомпозитов	19500	ПС 500 кВ Тулуз	2023	13/18-ИЭСК	29.12.2018	н/д / до 31.12.2023	0,7
58	АО «Саянскимпласт»	ПС 110/10/10 кВ ГПП-3, Иркутская область, город Саянск, Промплощадка	36800	ПС 110 кВ ГПП-3	2023	1/19-ИЭСК	25.02.2019	н/д / до 31.12.2023	0,8
59	ЗАО «СЭМЗ»	ЛЭП 110 кВ с ПС 110/6 кВ для промышленного комплекса, Иркутская область, г. Братск, П 26 21 00 00	37000	ПС 110 кВ Гидростроитель	2023	3/19-ИЭСК	18.06.2019	н/д / до 31.12.2023	0,7
60	ООО ТК «Саянский»	Понижительная подстанция ПС-110/10 кВ; РУ 10 кВ в ТП14-2х1250 кВА-10/0,4 кВ., Иркутская область, Муниципальное образование «город Саянск», г. Саянск, автодорога Подгорная, № 5	22891	ПС 110 кВ Тепличная	2021	5/19-ИЭСК	21.11.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
61	ООО «ДеКом»	Производство брикет, производственные помещения, г.Братск, Промплощадка Браз/БЛПК, район 23 разъезда	2475	ПС 110 кВ Промбаза	2021	58/19-СЭС	12.03.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
62	ООО «Ангара плюс»	Трансформаторная подстанция КТП-2х1600кВА, г.Братск, ж.р.Чекановский, ул.Дорожная, 4	3200	ПС 110 кВ Городская (СЭС)	2021	128/19-СЭС	23.05.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
63	ООО «Усть-Кут-Лесосервис»	ПС 110 кВ Причалы, Иркутская область, г. Усть-Кут, Толстый мыс на 75 м на север от автодороги Усть-Кут-В-Марково 18 км	4600	ПС 220 кВ Лена	2021	263/19-СЭС	17.09.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
64	ООО «Русфорест Магистральный»	Двухтрансформаторной подстанции 2х6300 кВА 35/10, Иркутская область, Казачинско-Ленский район, п. Магистральный, ул. Заводская, уч. 2	4500	ПС 220 кВ Киренга	2021	191/20-СЭС	13.08.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
65	АО «Ангарская нефтехимическая компания»	об. 554 ИП Кочетков А.Ю., Иркутская область, г. Ангарск, Первый промышленный массив	2500	ПС 220 кВ УП-15	2021	604/19-ЦЭС	22.08.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
66	ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех»	ВЛ-110 кВ и ПС 110 кВ, Иркутская область, г. Усолье-Сибирское, ул. Дзержинского, 1	20000	ПС 110 кВ Технопарк	2024	744/19-ЦЭС	27.12.2019	н/д / до 31.12.2024	0,7
67	Акционерное общество «Ангарская нефтехимическая компания»	УП-8, Иркутская область, г. Ангарск, Второй промышленный массив, кв. 1, стр. 6	1700	ПС 220 кВ УП-15	2021	151/20-ЦЭС	09.04.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
68	Общество с ограниченной ответственностью «Дорожная служба Иркутской области»	КТПН 6/0,4 для электроснабжения ПДСУ карьера «Ершовский», Иркутская область, Муниципальное образование «город Черемхово», г. Черемхово, в 2,2 км на юг от садоводства «Мичуринец», в 2,8 км на юго-запад по автодороге от ул. Ленина	1512	ПС 220 кВ Черемхово	2021	734/20-ЦЭС	12.11.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
69	ООО «СК Энергия»	Многоэтажные жилые дома с подземной автостоянкой в Правобережном округе города Иркутска по ул. Братская 1-6 очереди строительства. Блок-секции №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13,14,15, подземная автостоянка, подземная автостоянка блоки А, Б, ТП, Иркутская область, город Иркутск, Куйбышевский район, улица Братская	1348	ПС 220 кВ Восточная	2021	3832/18-ЮЭС	28.01.2019	н/д / до 31.12.2021	0,2
70	ООО «Мечта»	Многоквартирные дома с автостоянками в границах улиц Сурикова, Марата, Цесовская набережная в Правобережном округе г. Иркутска, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Сурикова, 21а	1300	ПС 110 кВ Кировская	2021	4462/18-ЮЭС	29.11.2018	н/д / до 31.12.2021	0,4
71	ООО «СЗ «Сокольники»	Группа жилых домов, Иркутская область, г. Иркутск (мкр. Топкинский)	1490,5	ПС 220 кВ Правобережная	2021	99/19-ЮЭС	22.01.2019	н/д / до 31.12.2021	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
72	ООО «Бетта»	Компьютерный дата-центр, Иркутская обл., г. Иркутск (ул. Баррикад, 120)	4800	ПС 220 кВ Восточная	2021	557/19-ЮЭС	06.03.2019	н/д / до 31.12.2021	0,4
73	ООО «Гамма»	Компьютерный дата-центр, Иркутская обл., г. Иркутск (ул. Баррикад, 120)	4800	ПС 220 кВ Восточная	2021	558/19-ЮЭС	06.03.2019	н/д / до 31.12.2021	0,4
74	ООО «ИРКЛАЙФ»	Компьютерный дата-центр, Иркутская обл., г. Иркутск (ул. Баррикад, 120)	4800	ПС 220 кВ Восточная	2021	559/19-ЮЭС	06.03.2019	н/д / до 31.12.2021	0,4
75	КУМИ Иркутского района	Школа на 1275 мест в рабочем поселке Маркова Марковского МО Иркутского района: I этап-КНС, II этап-школа на 1275 мест, III этап-наружное освещение, Иркутская область, Иркутский район	1016,16	ПС 110 кВ Пивзавод	2021	773/19-ЮЭС	22.03.2019	н/д / до 31.12.2021	0,2
76	Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение Шелеховского района «Шелеховский лицей»	Школа, Иркутская обл., Шелеховский район, с. Баклаши, ул. Ангарская, д. 104	2150	ПС 220 кВ Светлая	2021	1015/19-ЮЭС	09.04.2019	н/д / до 31.12.2021	0,2
77	Федеральное казенное предприятие «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации»	ЛЭП 110 кВ с ГПП 110/10 кВ для электроснабжения: «Комплекса зданий и сооружений Министерства обороны РФ (шифры объектов 777/155-6Т, 752)», Иркутская область, г. Иркутск, мкр. Зеленый, Куйбышевский район	7623,68	ПС 220 кВ Правобережная	2023	1430/19-ЮЭС	13.05.2019	н/д / до 31.12.2023	0,7
78	ОАО «РЖД»	Центр управления перевозками Восточного полигона (ЦУП ВП) Блок № 5, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Маяковского, 23, 25, 25А	1350	ПС 110 кВ Глазково	2021	2399/19-ЮЭС	15.07.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
79	ООО «СЗ Гранд-Строй»	«Группа многоквартирных жилых домов со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземными автостоянками, уличным освещением и КНС по ул. Байкальская в Октябрьском районе г. Иркутска», Иркутская область, г. Иркутск (Октябрьский район, ул. Байкальская)	1413,4	ПС 110 кВ Приморская	2021	3146/19-ЮЭС	05.09.2019	н/д / до 31.12.2021	0,4
80	КУМИ Иркутского района	«Средняя общеобразовательная школа на 1550 учащихся в р.п. Марково Марковского муниципального образования (мкр. Березовый)», Иркутская область, Иркутский район, р.п. Маркова, между мкр. Николов Посад и мкр. Березовый	1200	ПС 110 кВ Изумрудная	2022	658/20-ЮЭС	04.03.2020	15.06.2020 до 31.12.2022	0,2
81	ООО «Иркутск Девелопмент»	жилой комплекс, Иркутская область, г. Иркутск, Кировский район, ул. Сурикова, 23	4500	ПС 110 кВ Кировская	2021	1978/20-ЮЭС	20.07.2020	н/д / до 31.12.2021	0,4
82	ООО «Специализированный застройщик «Флагман»	многоэтажная жилая застройка (высотная застройка), Иркутская область, г. Иркутск	1009	ПС 220 кВ Байкальская	2022	2207/20-ЮЭС	28.07.2020	н/д / до 31.12.2022	0,4
83	Общество с ограниченной ответственностью «СИБИРКСТРОЙ»	многофункциональный жилой комплекс с административными помещениями и подземной автостоянкой. Блок-секция 1, 2, 3., Иркутская область, г. Иркутск, Свердловский район, ул. Сеченова	1900,4	ПС 110 кВ Спутник	2022	1334/20-ЮЭС	29.05.2020	н/д	0,4
84	Винокуров Андрей Владимирович	объект незавершенного строительства, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Советская, д. 115/1	1315,9	ПС 220 кВ Восточная	2021	2581/20-ЮЭС	24.08.2020	н/д / до 31.12.2021	0,4
85	Общество с ограниченной ответственностью «Исток А»	здание гостиницы, Иркутская область, Иркутский район, р.п. Листвянка, ул. Исток Ангары, д.11	1000	ПС 110 кВ Туристская	2021	2743-ОУ/20-ЮЭС	01.09.2020	н/д / до 31.12.2021	0,4
86	Дачное некоммерческое товарищество «Солнечный берег»	группа жилых домов, Иркутская область, Иркутский район, 9 км Байкальского тракта, на южной окраине п. Новая Разводная	1000	ПС 110 кВ Приморская	2021	3687-ОУ/20-ЮЭС	09.10.2020	н/д / до 31.12.2021	0,2
87	Общество с ограниченной ответственностью «Финансово-Строительная компания «ДомСтрой»	группа жилых домов (3 очередь) и наружное освещение, Иркутская область, г. Иркутск (Ленинский район, мкр. Березовый)	1900	ПС 220 кВ Бытовая	2022	3812/20-ЮЭС	07.10.2020	н/д / до 31.12.2022	0,4
88	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «ДЕСС-Инвест»	«Многоквартирные жилые дома со встроенно-пристроенными помещениями, расположенные по адресу: г. Иркутск, ЖК между ул. Култукская и Лызина», «Детский сад в границах ул. Лызина и ул. Култукская Куйбышевского района г. Иркутска», Иркутская область, г. Иркутск, ул. Култукская	1600	ПС 110 кВ Городская	2021	4438/20-ЮЭС	19.11.2020	н/д / до 31.12.2021	0,2
89	АО «Железнодорожник»	Цех переработки молока	1500	ПС 110 кВ ЗГО	2022	Заявка на тех. присоединение №12004/20	25.08.2020	н/д / до 31.12.2022	0,7
90	ФКП «УЗКС МО РФ»	Комплекс зданий и сооружений Министерства обороны РФ	9000	ПС 110 кВ Звезда	2022	№ 12/18-ВЭС	н/д	н/д / до 31.12.2022	0,7
91	ЗАО «Электросеть»	ПС 110 кВ ПГВ	15500	ПС 220 кВ Опорная	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
92	ООО «ВостСибСтрой»	ТП 10 кВ для электроснабжения ЖК «Луговое»	6770	ПС 110 кВ Пивзавод	2021	н/д	06.08.2012	н/д	0,4
93	ООО «МФЦ Капитал»	РП 10 кВ	12000	ПС 110 кВ Еловка	2023	н/д	27.12.2012	н/д	0,7
94	Общество с ограниченной ответственностью «Снабжение»	Производственная база, Иркутская область, Иркутский район	3370	ПС 110 кВ Карлук	2021	4337/20-ВЭС	21.12.2020	21.12.2022	0,7
95	Общество с ограниченной ответственностью «Иркутск Девелопмент»	Жилой комплекс, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Сурикова 23	3321	ПС 110 кВ Кировская	2021	888/19-ЮЭС	21.06.2019	19.04.2019 / до 21.06.2021	0,4
96	Общество с ограниченной ответственностью «Прибайкалье»	Жилой дом, Иркутская обл., г. Иркутск, р-н Кировский, ул. Цесовская Набережная, 8	4779	ПС 110 кВ Кировская	2021	1782/19-ЮЭС	10.09.2019	10.07.2019 / до 10.09.2021	0,2
97	МУ «УКС г.Иркутска»	Пристрой к зданию роддома+стр пл 200 кВт шины 6 кВ РП-67, Иркутск, ул. Сурикова, дом 16	2400	ПС 110 кВ Кировская	2021	3321/19-ЮЭС	15.09.2019	15.09.2019 / до 15.09.2021	0,2
98	Общество с ограниченной ответственностью «СибСтрой»	Центр по обработке данных, Иркутская область, г. Иркутск, ул. 5-ой Армии, 2/1	4700	ПС 110 кВ Кировская	2022	62/20-ЮЭС	17.01.2020	21.01.2020 / до 21.01.2022	0,7
99	Общество с ограниченной ответственностью «Прибрежный»	ИТ-серверная, Иркутская область, г. Иркутск, р. Кировский, ул.Цесовская Набережная	3900	ПС 110 кВ Кировская	2022	178/20-ЮЭС	21.01.2020	21.01.2020 / до 21.01.2022	0,7
100	Управление делами Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области	Административное здание, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Ленина, 1-а	1014	ПС 110 кВ Кировская	2022	1841/20-ЮЭС	21.11.2020	25.12.2020 / до 25.12.2022	0,2
101	Акционерное общество «Корпорация развития Иркутской области»	Нежилые здания	30000	ПС 110 кВ Чистые Ключи	2024	3469/19-ЮЭС	19.02.2020	н/д	0,7

\* - год ввода приведен в соответствии с информацией, предоставленной территориально-сетевыми организациями Иркутской области; окончательный срок ввода в работу определяется сроком выполнения мероприятий ТУ на ТП

**4.2.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности Иркутской области на пятилетний период**

Распределение электрической нагрузки между ПС энергосистемы Иркутской области соответствует прогнозной оценке суммарного собственного максимума энергосистемы.

В качестве основного прогноза потребления электроэнергии и мощности принят прогноз проекта СиПР ЕЭС 2021-2027 (таблица 4.2.2.1).

В прогнозе потребления на 2022-2026 гг. учтен прирост нагрузки объектов ОАО «РЖД», планируемый в целях исполнения указа Президента РФ от 07.05.2018 №204 об увеличении грузоперевозок по Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в полтора раза, до 180 млн. тонн, в соответствии с разработанной по заказу ОАО «РЖД» «Схемой внешнего электроснабжения направления Кузбасс – Дальний Восток на период до 2025 года»

Таблица 4.2.2.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Иркутской области на пятилетний период

Показатели	Ед. изм.	2020 факт	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электроэнергии	млрд кВт*ч	55,98	57,52	62,88	65,80	66,34	66,34	66,95
Годовые темпы прироста	%	-2,77	2,75	9,32	4,64	0,82	-0,01	0,91
Собственный максимум потребления	МВт	8326	8804	9030	9556	9620	9632	9687
Годовые темпы прироста	%	0,90	5,74	2,57	5,83	0,67	0,12	0,57

Среднегодовые темпы прироста потребления электроэнергии и мощности за 2021-2026 годы составляют 3,08 % и 2,58 % соответственно.

В таблице 4.2.2.2 приведен прогноз потребления мощности и электроэнергии на период 2021-2026 гг. с разделением по энергорайонам Иркутской области.

Таблица 4.2.2.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Иркутской области на пятилетний период с разделением по энергорайонам

Энергорайон	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии, млрд кВт*ч						
Братский энергорайон	25,39	30,38	31,25	31,36	31,33	31,39
Усть-Илимский энергорайон	4,33	4,39	5,03	5,13	5,14	5,15
Иркутско-Черемховский энергорайон	21,91	22,10	22,89	23,00	23,00	23,09
Тулуно-Зиминский энергорайон	4,87	4,94	5,56	5,61	5,61	5,62
Бодайбинский энергорайон	1,02	1,07	1,07	1,24	1,26	1,70
Потребление электрической мощности, МВт						
Братский энергорайон	3535,20	3718,20	3862,70	3871,00	3874,40	3881,10
Усть-Илимский энергорайон	676,80	691,00	815,90	818,00	818,70	820,10
Иркутско-Черемховский энергорайон	3638,70	3655,10	3791,60	3803,10	3810,20	3818,30
Тулуно-Зиминский энергорайон	829,80	833,10	952,60	953,90	954,70	956,50
Бодайбинский энергорайон	123,40	132,50	133,10	173,90	174,10	211,00

Прогноз потребления электрической энергии (млрд кВт\*ч) по энергорайонам показал, что наибольший прирост электропотребления на 2026 год наблюдается в Братском энергорайоне и составляет 6,0 млрд кВт\*ч. Наименьший прирост электропотребления на 2026 год наблюдается в Бодайбинском энергорайоне и составляет 0,7 МВт. Приросты электропотребления на 2026 г. в Усть-Илимском, Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах составляют

0,8 млрд кВт\*ч, 1,2 млрд кВт\*ч, 0,8 млрд кВт\*ч соответственно.

Прогноз потребления электрической мощности (МВт) по энергорайонам показал, что наибольший прирост на 2026 год наблюдается в Братском энергорайоне и составляет 345,9 МВт. Наименьший прирост на 2026 год наблюдается в Бодайбинском энергорайоне и составляет 87,6 МВт. Приросты мощности на 2026 г. в Усть-Илимском, Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах составляют 143,3 МВт, 179,6 МВт, 126,7 МВт соответственно.

Рост нагрузки обусловлен подключением нагрузки следующих крупных потребителей: Братский энергорайон – ТАЭ, СЭМЗ, ЦОДы, РЖД; Бодайбинский энергорайон – АО «Тонода» (Чертovo Кoryто), ООО «СЛ Золото» (Сухой Лог), ООО «Красный», ПАО «Высочайший», ООО «Друза», АО «Полус Верниско»; Усть-Илимский энергорайон – ООО «ИНК» (Рассопы, Полимер), ПАО «Газпром» (Ковыкта), ЦОД (ПС 220 кВ Сибирская), РЖД; Иркутско-Черемховский энергорайон – ЦОДы, жилые комплексы, РЖД; Тулуно-Зиминский энергорайон – ООО «Тулуно-Зиминский завод стеклокомпозитов», ООО ТК «Саянский», ЗАО «Техноинвест Альянс» (Зашихинское), РЖД.

**4.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области**

В соответствии с Приложением №3 проекта СиПР ЕЭС 2021-2027 («Объемы и структура вводов генерирующих объектов и(или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2020-2026 годы»):

- на ГТЭС Ковыктинского газоконденсатного месторождения в 2023 году запланирован ввод в эксплуатацию одного турбогенератора установленной мощности 66,5 МВт;

- на ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания» в 2023 году запланирован ввод 16 газоперекачивающих агрегатов установленной мощностью 9 МВт каждый.

В соответствии с Приложением №4 проекта СиПР ЕЭС 2021-2027 («Объемы и структура модернизации объектов и(или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2020-2026 годы»):

- в период с 2021 по 2024 годы запланирована модернизация гидроагрегатов 1, 2, 7, 8 на Иркутской ГЭС с увеличением установленной мощности на каждом гидроагрегате на 22,9 МВт соответственно;

- в 2022 году запланирована модернизация турбогенератора 1 Иркутской ТЭЦ-6 с увеличением установленной мощности на 5 МВт.

Данные об изменении установленных мощностей объектов генерации на территории Иркутской области представлены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1. Перечень новых энергоблоков, а также планы по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования в Иркутской области до 2026 года.

№ п/п	Наименование электростанции	Ст.№	Тип турбины	Компания	Год	Мощность, МВт		Обоснование
						до изм.	после изм.	
1	Иркутская ГЭС	1	ПЛ 577-ВБ-720	ООО «ЕвроСибэнерго-Гидрогенерация»	2022	82,8	105,7	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
2	Иркутская ГЭС	7	ПЛ 577-ВБ-720	ООО «ЕвроСибэнерго-Гидрогенерация»	2023	82,8	105,7	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
3	Иркутская ГЭС	8	ПЛ 577-ВБ-720	ООО «ЕвроСибэнерго-Гидрогенерация»	2024	82,8	105,7	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
4	Иркутская ТЭЦ-6	1	ПТ-60-130/13	ООО «Байкальская энергетическая компания»	2022	60	65	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027

№ п/п	Наименование электростанции	Ст.№	Тип турбины	Компания	Год	Мощность, МВт		Обоснование
						до изм.	после изм.	
5	ГТЭС Ковыктинского газоконденсатного месторождения	1	ГТ-67(Т)	ПАО «Газпром»	2023	0	66,5	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
6	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	1	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
7	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	2	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
8	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	3	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
9	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	4	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
10	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	5	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
11	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	6	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
12	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	7	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
13	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	8	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
14	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	9	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
15	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	10	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
16	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	11	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
17	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	12	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
18	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	13	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
19	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	14	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
20	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	15	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
21	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	16	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027

Мероприятия по развитию объектов генерации завершения строительства/ реконструкции которых запланировано в 2021 году (в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2021-2027 гг.) приведены в разделе 2.17, стр. 68.  
В соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2021-2027 других изменений установленных мощностей, а также модернизации и перемаркировки генерирующего оборудования на территории Иркутской области не запланировано.

4.4. Анализ прогнозного баланса электрической энергии и мощности на пятилетний период

Общая оценка перспективной балансовой ситуации на пятилетний период энергосистемы Иркутской области приведена в таблицах 4.4.1-4.4.2.

Таблица 4.4.1. Баланс электроэнергии по территории Иркутской области на период 2020-2026 гг. (млрд кВт\*ч)

Годы	2020 факт	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электроэнергии	55,98	57,52	62,88	65,80	66,34	66,34	66,95
Выработка электроэнергии	59,69	56,26	60,52	62,28	62,78	62,79	62,90
Число часов использования максимума нагрузки, час	6724	6534	6964	6886	6896	6887	6911
Сальдо перетоков	-3,71	1,26	2,37	3,52	3,56	3,55	4,05

Таблица 4.4.2. Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Иркутской области за период 2020-2026 гг. (МВт)

Годы	2020 факт	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимум потребления мощности	8325,80	8804,00	9030,00	9556,00	9620,00	9632,00	9687,00
Установленная мощность, в т.ч.:	13041,10	13064,00	13091,90	13325,30	13348,20	13348,20	13348,20
ГЭС	9088,40	9111,30	9134,20	9157,10	9180,00	9180,00	9180,00
ТЭС	3952,70	3952,70	3957,70	4168,20	4168,20	4168,20	4168,20
Располагаемая мощность	11735,10	12619,30	12647,20	12801,60	12824,50	12824,50	12824,50
Избыток (+)/Дефицит (-)	1596,30	3815,30	3617,20	3245,60	3204,50	3192,50	3137,50

\*сальдо-переток принят с учетом фактической генерации  
При принятой концепции развития региона баланс мощности в период 2021-2026 гг. будет складываться с убывающим профицитом, баланс электроэнергии в период 2021-2026 гг. с возрастающим дефицитом (рисунок 4.4.1 и 4.4.2), что связано с ежегодным увеличением потребления электроэнергии и мощности, а также увеличением установленной мощности на 255,1 МВт в целом по энергосистеме.

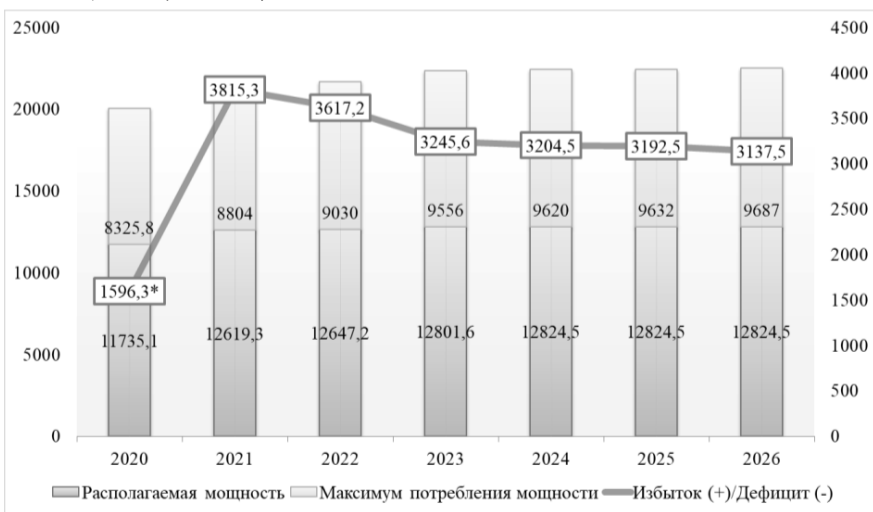


Рисунок 4.4.1. Баланс мощности по энергосистеме Иркутской области на период 2021-2026 гг. (МВт)

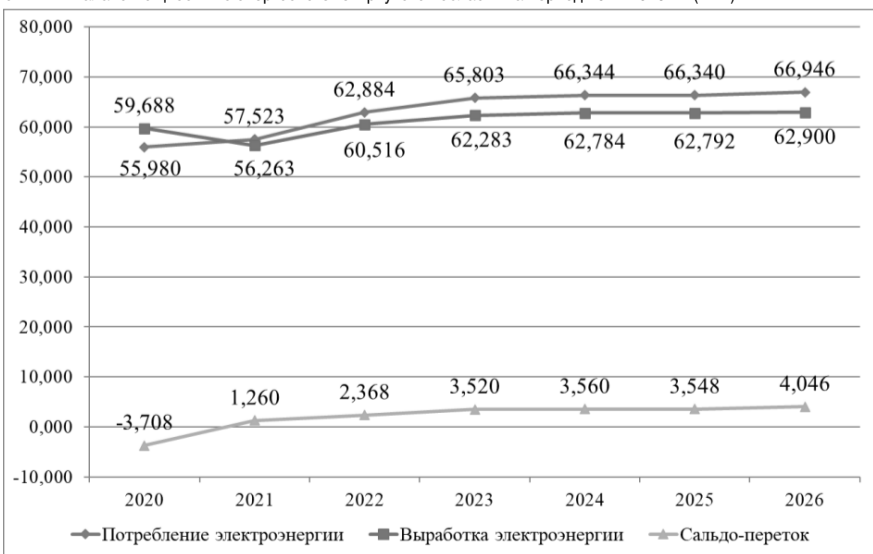


Рисунок 4.4.2. Баланс электроэнергии по энергосистеме Иркутской области на период 2021-2026 гг. (млрд кВт\*ч)

4.5. Перспективное развитие электроэнергетики Иркутской области на период до 2026 года по информации от территориально-сетевых организаций

Формирование перечня электросетевых объектов и противоаварийной автоматики, намечаемых к вводу и реконструкции в энергосистеме Иркутской области в период 2022-2026 гг., проведено на основании проекта СиПР ЕЭС 2021-2027 гг., предложений Системного оператора, сетевых организаций по включению мероприятий (таблицы 4.5.1-4.5.2), а также, на основании протокола совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 28.01.2021 №НШ-21пр (таблица 4.5.3).

Таблица 4.5.1. Дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, ввод/реконструкция которых планируется на период 2022-2026 гг.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
АО «Витимэнерго»				
1	Замена масляного выключателя ВМТ 110 на элегазовый ВГТ 110 на ПС 110 кВ Вачинская в количестве 1 шт. (Н_2084_ВЭ)	2022	-	Исключение рисков отказа.
2	Замена масляных выключателей ВМТ 110 Т1 и Т2 на элегазовые ВГТ 110 на ПС 110 кВ Перевоз в количестве 2 шт. (Н_2085_ВЭ)	2022	-	Исключение рисков отказа.
3	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская от опоры №140 до ПС 110 кВ Артемовская с заменой деревянных опор на металлические (Н_2071_ВЭ)	2024	-	Минимизация времени отключений, вызванных грозовыми перенапряжениями, и времени ремонта ВЛ.
4	Замена маслонаполненных вводов 110кВ на силовых трансформаторах 110/35/6кВ. (Т-2 ПС 110 Вачинская, Т-2 ПС 110 Мараканская) (Н_2095_ВЭ)	2022-2023	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго». На силовых трансформаторах 110кВ ПС 110кВ Мараканская и ПС 110кВ Светлый, установлены высоковольтные вводы 110кВ серии БМТ 1963 и 1982года выпуска соответственно. Ввода выработали эксплуатационный ресурс, учитывая старение бумажно-масляной изоляции и состояние фарфоровой рубашки, их капитальный ремонт нецелесообразен, требуется замена. Лабораторные испытания подтверждают неуклонное снижение эксплуатационных характеристик.
5	Реконструкция устройств РЗА и ПА ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Невский на ПС 110 кВ Кропоткинская (Н_2083_ВЭ)	2022	-	Расчеты. Повышение селективности, чувствительности и быстродействия работы устройств РЗА.
6	Замена разрядников на ОПН на ПС 110 кВ (Н_2069_ВЭ)	2022	-	Обеспечение надежности электроснабжения
7	Реконструкция ПС 110 кВ Светлый с расширением РУ 110 кВ на одну линейную ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Светлый-Перевоз	2024	-	Расчеты. Электроснабжения потребителей, находящихся вблизи поселков Светлый и Перевоз, осуществляется по ВЛ 110кВ Невский-Перевоз. ВЛ выполнена в деревянном одноцепном исполнении, ее общая протяженность более 120км. На своем протяжении трасса ВЛ пересекает большое количество рек, болот, на участке от ПС 110кВ Светлый до ПС 110кВ Перевоз ВЛ проходит вдоль русла реки Жуя, неоднократно ее пересекая, автомобильные дороги отсутствуют. Фактическая схема такова, что при возникновении аварии, действием защит происходит отключение всей ВЛ 110 кВ от ПС 110кВ Невский до ПС 110 кВ Перевоз. Установка линейной ячейки 110 кВ, укомплектованной выключателем с элегазовой изоляцией и комплектом РЗИПА позволит избежать отключений потребителей ПС 110 кВ Светлый при повреждениях ВЛ на участке от поселка Светлый до поселка Перевоз, а также сократит время поиска мест повреждений.
ОАО «ИЭСК»				
8	Реконструкция Братский ПП 500 кВ заменой реакторов 500 кВ Р-1 и Р-2 по 180 Мвар каждый без изменения мощности	2025	-	Неудовлетворительное техническое состояние.
9	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой реактора 2 РР 500 кВ 180 Мвар на УШР 500 кВ без изменения мощности	2025	-	Неудовлетворительное техническое состояние.
10	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой реактора Р-1-500 1х60 Мвар, 2х55 Мвар без изменения мощности	2025	-	Неудовлетворительное техническое состояние.
11	Модернизация ПС 500 кВ Новозиминская с заменой воздушных выключателей	2025	-	Исключение рисков отказа.
12	Модернизация ПС 500 кВ Тулун с заменой воздушных выключателей 500 кВ на современные элегазовые с реконструкцией цепей управления и сигнализации без изменений номинальных параметров - 6 шт.	2026	-	Исключение рисков отказа.
13	Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформаторов АТ-9 (фазы В и С) (без увеличения мощности)	2022, 2023	-	Раздел 8.3
14	Модернизация ПС 220 кВ Опорная с заменой выключателей 110 кВ в количестве 6 шт	2022	-	Раздел 8.3
15	Модернизация ПС 220 кВ Покосное (замена ОД и КЗ 220 кВ 2 шт. на элегазовые выключатели 2 шт)	2026	-	Реновация основных фондов.
16	Модернизация ПС 220 кВ № 3 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2023	-	Раздел 8.3
17	Модернизация ПС 220 кВ № 6 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2023	-	Раздел 8.3
18	Модернизация ПС 220 кВ БЛПК (замена масляных выключателей на элегазовые 220 кВ в количестве без увеличения номинальных параметров - 3 шт)	2023	-	Исключение рисков отказа.
19	Модернизация ПС 220 кВ Таежная (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2024	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3
20	Модернизация ПС 220 кВ Опорная (ВМ-220 АТ-1.2 на элегазовые в количестве 2 шт.)	2023	-	Раздел 8.3
21	Модернизация ПС 220 кВ Сибирская (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2024	-	Исключение рисков отказа.
22	Модернизация ПС 220 кВ Коршуниха (замена выключателей 220 кВ в количестве 9 шт)	2026	-	Раздел 8.3
23	Модернизация ПС 220 кВ Киренга (замена выключателей 220 кВ в количестве 8 шт)	2026	-	Раздел 8.3
24	Модернизация ПС 220 кВ Таежная (замена выключателей 110 кВ в количестве 9 шт.)	2023	-	Раздел 8.3
25	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово (ОРУ 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, ЗРУ 6 кВ)	2024	-	Раздел 8.3
27	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово (установка КРУ-10 кВ и линейно регулировочных трансформаторов на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9)	2023	-	Раздел 8.3
28	Реконструкция ПС 110 кВ Городская (замена ОД-110 и КЗ-110 на выключатели,	2026	-	Раздел 8.3
29	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (замена ОД-110 и КЗ-110 на выключатели, 2 шт.)	2025	-	Раздел 8.3

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование	№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
30	Модернизация ПС 110 кВ Западная (замена выключателей 110 кВ в количестве 10 шт)	2026	-	Раздел 8.3	55	Модернизация ПС 110 кВ Нагорная. Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
31	Модернизация ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-110 Азейская, МВ-110 Куйтун, МВ-110 Шеберта А, МВ-110 Бадар, МВ-110 АТ-1, МВ-110 АТ-2, МВ-110 Шеберта Б, МВ-110 ШСВ, МВ-110 ОМВ, МВ-110 НПС-А, МВ-110 НПС-Б, МВ-110 Тулушка - 12шт)	2023	-	Исключение рисков отказа.	56	Модернизация ПС 110 кВ Бильчир (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.)	2022	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3
32	Модернизация ПС 500 кВ Новозиминская с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-220 АТ-1, МВ-220 АТ-2, МВ-220 ВЛ-230, МВ-220 ВЛ-231, МВ-220 ОМВ, МВ-110 АТ-1, МВ-110 ШСВ, МВ-110 Солерудник, МВ-110 Зима тяговая Б, МВ-110 Новозиминская-ТЭЦ Б, МВ-110 ГПП-1 Красная, МВ-110 АТ-2, МВ-110 Зима тяговая А, МВ-110 Новозиминская-ТЭЦ А, МВ-110 ОМВ, МВ-110 Балаганск, МВ-110 ГПП-2 Синяя -17шт.	2024	-	Исключение рисков отказа.	57	Модернизация ПС 110 кВ Енисей (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт)	2022	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3
33	Модернизация ПС 110 кВ Чуна с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые СВ-110, МВ-110 Т-1, МВ-110 Т-2 в количестве 3шт	2022	-	Исключение рисков отказа.	58	Модернизация ПС 110 кВ Новая-Уда (замена ВМТ 110 кВ на элегазовый выключатель в количестве 1 шт)	2022	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3
34	Модернизация ПС 110 кВ Бирюса с заменой выключателя типа МКП 110 кВ на элегазовый баковый СВ-110 в количестве 1шт.	2022	-	Исключение рисков отказа.	59	Модернизация ПС 110 кВ Ново-Ленино (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией РЗА)	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
35	Модернизация ПС 110 кВ Юрты с заменой выключателя типа МКП 110-220 кВ на элегазовый баковый СВ-110 в количестве 1 шт.	2022	-	Исключение рисков отказа.	60	Модернизация ПС 110 кВ Ользона (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией РЗА)	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
36	Модернизация ПС 110 кВ Стройбаза с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.	61	Модернизация ПС 110 кВ Тихоновка (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией РЗА)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
37	Модернизация ПС 110 кВ Ока с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.	62	Модернизация ПС 110 кВ Бирюса с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.
38	Модернизация ПС 110 кВ Майская с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.	63	Модернизация ПС 110 кВ Юрты с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.
39	Модернизация ПС 110 кВ Стеклозавод с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3	64	Модернизация ПС 110 кВ Водопад с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.
40	Модернизация ПС 110 кВ Котик с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовый выключатель в количестве 1 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3	65	Модернизация ПС 110 кВ Сосновая (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока)	2022	-	Реновация основных фондов.
41	Модернизация ПС 110 кВ ЗСМ с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3	66	ПС 110 кВ Октябрьская	2024	2х25 МВА (замена Т-1 16 МВА на 25 МВА, замена Т-2 15 МВА на 25 МВА, демонтаж Т-3 20 МВА, реконструкция ОРУ-110 кВ, замена КРУН-6 кВ (выбытие мощности 1 МВА))	<p>На ПС 110 кВ Октябрьская установлены три трансформатора:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Т-1 типа ТДН-20000/110/6 мощностью 20МВА, 1969г.в.;</li> <li>• Т-2 типа ТДН-15000/110/6 мощностью 15 МВА, 1967 г.в.;</li> <li>• Т-3 типа ТДН-16000/110/6 мощностью 16 МВА, 1970 г.в.;</li> </ul> <p>Максимальная за последние 5 лет (с 2016 по 2020 год) нагрузка на ПС 110 кВ Октябрьская зафиксирована по данным контрольного замера 21.12.2016 в 6-00 по мск, в объеме 28,742 МВА.</p> <p>В соответствии с протоколами технического обследования трансформаторов Т-2 и Т-3 установлено, что по Т-3 выявлено снижение сопротивления изоляции более 56% при норме не более 50%, по Т-2 выявлено содержание в трансформаторном масле водорастворимых кислот 0,015 мгКОН/г при норме не более 0,014 мгКОН/г (протокол №432 от 15.08.2017, протокол № 608 от 28.01.2016г приведены в Приложении)</p> <p>Из-за имеющихся дефектов РПН отсутствует регулирование под напряжением. В настоящее время данные типы трансформаторов сняты с производства и выпуск запасных частей прекращён. Имеющиеся и образующиеся дефекты, а также отсутствие необходимых запасных частей приводят к значительным затратам на выполнение аварийно-восстановительных работ.</p> <p>При отключении ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками происходит обесточивание трансформаторов Т-2 и Т-3 на ПС 110 кВ Октябрьская, и вся нагрузка 6 кВ ложится на трансформатор Т-1 до момента производства оперативных переключений (включения не автоматической перемычки).</p> <p>При отключении трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Октябрьская и срабатывании АВР на СВ-1-2 возможна перегрузка трансформатора Т-2, для снятия которой нужно включить на параллельную работу трансформаторы Т-2 и Т-3 путем включения СВ-2-3, но в этом режиме протекают неравномерные токи, вызванные разной мощностью этих трансформаторов.</p> <p>Для исключения вышеозначенных проблем предлагается выполнить следующие мероприятия:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>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.</li> <li>2. Замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 (20/15/16МВА) на два трансформатора мощностью по 25 МВА, что не предполагает увеличения общей трансформаторной мощности, и предполагает выбытие 1 МВА.</li> <li>3. Замену устаревших ячеек КРУН-6 кВ секции шин 1968-1985 г.в. на современные малогабаритные ячейки.</li> </ol>
42	Модернизация ПС 110 кВ Бадар с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовый выключатель в количестве 1 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3					
43	Модернизация ПС 110 кВ Новобирюсинск с заменой выключателей типа МКП 110 кВ на элегазовые баковые МВ-110 С-841, МВ-110 С-842 в количестве 2 шт.	2024	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3					
44	Модернизация ПС 110 кВ Катарбей с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-110 Т-1, МВ-110 Т-2 в количестве 2шт.	2024	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3					
45	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ, РЗА 110 кВ, замена КРУН-10)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3					
46	Реконструкция ОРУ и РЗА, заменой Т-1 60 МВА на трансформатор аналогичной мощности	2024	-	Раздел 8.3					
47	Модернизация ПС 110 кВ ПРП. Замена отделителей типа ОД-110 на элегазовые выключатели ВЭБ-110 (2 шт.), короткозамыкателей типа КЗ-110 в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3					
48	Модернизация ПС 110 кВ Алтарик с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-110 Т-1 (2) , КЗ-110 Т-1(2) в количестве 2 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3					
49	Модернизация ПС 110 кВ Кутулик с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-110 Т-1 (2) , КЗ-110 Т-1(2) в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3					
50	Модернизация ПС 110 кВ Новожилино с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-1 (2)-110 в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3					
51	Модернизация ПС 110 кВ Свирск с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-1-110, ОД-2-110 в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3					
52	Модернизация ПС 110 кВ Центральная (замена ОД и КЗ-110 Т-1 и Т-2 на элегазовые выключатели, реконструкция защит, замена КРУ 6 кВ)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3					
53	Модернизация ПС 110 кВ Цимлянская (замена масляного выключателя В-110 Т-2 (Т-3) на элегазовый в количестве 1 шт)	2022	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3					
54	Модернизация ПС 110 кВ Туристская (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3					
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»									
67	Строительство ОПУ на ПС 110 кВ Мусковит в Мамско-Чуйском районе	2022	-	Обеспечение надежности электроснабжения					

Таблица 4.5.2. Дополнительный перечень электросетевых объектов 35 кВ и ниже, ввод/реконструкция которых планируется на период 2022-2026 гг.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
ОАО «ИЭСК»				
1	Реконструкция ПС 35/6 кВ Эдучанка (установка Т-2, замена силового оборудования: ячейка 35 кВ 2 шт, КРУН-6 кВ - 1шт на 12 ячеек)	2024	2,5 МВА	Обеспечение надёжного электроснабжения потребителей п.Эдучанка, сокращение затрат на эксплуатацию и ремонт демонтируемого участка ВЛ 35 кВ и оборудования ПС 35 кВ Нижняя Эдучанка (модернизации ВЛ 35 кВ СПП – Эдучанка с переводом ее на 2 цепи и демонтаж ПС 35 кВ Нижняя Эдучанка и участка ВЛ 35 кВ от оп.358 до оп.386)
2	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ц-Хазан (установка Т-2, реконструкция ОРУ-35, замена КРУН-10)	2023	6,3 МВА	На ПС установлен 1 тр-р 35/10 кВ мощностью 4,0 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение 7-ми населенных пунктов Зиминского района Иркутской области, в т.ч. школа в с. Самара и оздоровительный детский лагерь в с. Нижний Хазан. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС Ц.Хазан по данным контрольного замера была зафиксирована 18.12.2019 г. по стороне 35 кВ и составила 3,8 МВА. В настоящее время отсутствует возможность применения схемно-режимных мероприятий в районе ПС Ц.Хазан в части перевода нагрузки на другие центры питания (на период устранения аварии, либо ремонта) в связи с отсутствием связей по сети 0,4-10 кВ. Учитывая значительную удаленность данной ПС от Центральной базы (места нахождения оперативной бригады и оборудования) время восстановления электроснабжения потребителей при аварии превышает нормативные сроки. С целью соблюдения требований действующего законодательства РФ в электроэнергетике (пункт 31(б) ПП РФ №861 от 27.12.2004) в части не превышения предельного срока восстановления электроснабжения (авария, ремонт) существующих потребителей (в т.ч. для 3-ей категории надежности - допустимое число часов отключения в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд) и учетом перспективной нагрузки предлагается выполнить на ПС 35 кВ Ц.Хазан установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 6,3 МВА с реконструкцией ОРУ-35 и с заменой КРУН-10 кВ.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
3	Реконструкция ВЛ 35 кВ Бирусинск-Шиткино (протяженность 28,6 км, Количество опор 312 шт., провод АС-70, АС-50)	2023	28,6 км	ПС 35/10 кВ Шиткино 2х2,5 МВА и ПС 35/10 кВ Дзюно 2х2,5 МВА в норм. режиме получают питание с ПС 35/10 кВ Бирусинск по одноцепной ВЛ 35 кВ Бирусинск – Н.Займка цель А с отпайками. ВЛ 35 кВ выполнена на стойках СНВс-3.2, и находится в эксплуатации с 1976 г. Протяженность ВЛ 35 кВ Бирусинск – Н.Займка с отпайками цель А от ЛР-35 кВ Делительный до ПС 35/10 кВ Шиткино – 28,6 км. ВЛ выполнена проводом АС-50. Расстановка опор по профилю не соответствует требованиям ПУЭ п 2.5.38. в связи с изменениями районов по ветру со II на III. При нормативном расчете длина пролета ВЛ с проводом АС-70 – 70 м. Средняя длина пролета ВЛ-35 кВ Бирусинск – Н. Займка с отпайками цель А составляет 87 м. При аварийном отключении на участке ВЛ от опоры № 424 до до опоры №736 ПС 35/10 кВ Шиткино, ПС 35/10 кВ Дзюно остаются без питания, так как отсутствует резервный источник. Стойки опор ВЛ выработали нормативный срок эксплуатации. В зимнее время длительные перебои в электроснабжении могут привести к причинению потребителям значительного материального ущерба. Время на отыскание и устранение аварии на ВЛ составляет 12 часов.
4	Реконструкция ПС 35/10 Атагай, (установка Т-2)	2024	2,5 МВА	На ПС 35 кВ Атагай установлен 1 тр-р 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение 10-ти населенных пунктов Нижнеудинского района Иркутской области, в т.ч. категорийных (больница, школа, ФАП, котельные и т.п.) В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети эл. связи с другими центрами питания отсутствуют, т.е. отсутствует возможность резервирования нагрузки от других центров питания по сети 10-0,4 кВ. Учитывая значительную удаленность данной ПС от Центральной базы (места нахождения оперативной бригады и оборудования) время восстановления электроснабжения потребителей при аварии превышает нормативные сроки. С целью соблюдения требований действующего законодательства РФ в электроэнергетике (пункт 31(б) ПП РФ №861 от 27.12.2004) в части не превышения предельного срока восстановления электроснабжения (авария, ремонт) существующих потребителей (в т.ч. для 3-ей категории надежности - допустимое число часов отключения в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд) предлагается выполнить на ПС 35 кВ Атагай установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 2,5 МВА с реконструкцией ОРУ-35 и с заменой КРУН-10 кВ.
5	Реконструкция ПС 35/10 Порог, (установка Т-2)	2025	2,5 МВА	На ПС 35 кВ Порог установлен 1 тр-р 35/10 кВ мощностью 4 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение 10-ти населенных пунктов Нижнеудинского района Иркутской области. В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети электрические связи с другими центрами питания отсутствуют, т.е. отсутствует возможность резервирования нагрузки от других центров питания по сети 10-0,4 кВ. Учитывая значительную удаленность данной ПС от Центральной базы (места нахождения оперативной бригады и оборудования) время восстановления электроснабжения потребителей при аварии превышает нормативные сроки. С целью соблюдения требований действующего законодательства РФ в электроэнергетике (пункт 31(б) ПП РФ №861 от 27.12.2004) в части не превышения предельного срока восстановления электроснабжения (авария, ремонт) существующих потребителей (в т.ч. для 3-ей категории надежности - допустимое число часов отключения в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд) предлагается выполнить на ПС 35 кВ Порог установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 2,5 МВА с реконструкцией ОРУ-35 и с заменой КРУН-10 кВ.
6	Реконструкция ПС 35/10 Афанасьевое (замена трансформатора Т-2 с 4,0 МВА на 6,3 МВА)	2025	6,3 МВА	На ПС 35 кВ Афанасьевое установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 4,0 МВА. От данного центра питания осуществляется электроснабжение 8 населенных пунктов Тулунского района Иркутской области. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2017-2019 гг) по данным КЗ была зафиксирована 18.12.2019 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 5 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $5/(4*1,05)*100 = 119\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Афанасьевое силового трансформатора Т-2 мощностью 4,0 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА.
7	Реконструкция ПС 35/10 Шиткино (переустройство вводных порталов, реконструкция ОРУ 35 кВ)	2023	-	На ПС 35/10 кВ Шиткино 2х2,5 МВА и ПС 35/10 кВ Дзюно 2х2,5 МВА в нормальном режиме получают питание с ПС 35/10 кВ Бирусинск по одноцепной ВЛ-35 кВ «Бирусинск – Н.Займка цель А с отпайками». При аварийном отключении на участке ВЛ от опоры № 424 до до опоры №736 ПС 35/10 кВ Шиткино, ПС 35/10 кВ Дзюно остаются без питания, так как отсутствует резервный источник. В связи с этим, необходимо строительство двухцепной ВЛ-35 кВ. «Н. Займка - Шиткино». На ПС 35/10 кВ Шиткино необходимо выполнить реконструкцию ОРУ 35 кВ с организацией 1 и 2 ШШ-35 кВ, установку линейного портала для двух ВЛ-35 кВ, замену масляных выключателей МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-35 Дзюно типа ВТ-35 на вакуумные ВВ-35/20-1000 - 3шт.; установку новых вакуумных выключателей СВ-35, ВВ-35 Дзюно цель Б типа ВВ-35/20-1000 - 2шт.
8	Реконструкция ПС 35 кВ Железнодорожник с заменой Т-1, Т-2 мощностью по 6,3 МВА каждый на трансформаторы по 10 МВА каждый (прирост мощности 7,4 МВА)	2023	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Железнодорожник установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 6,3 МВА. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2018-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована 16.12.2020 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 6,58 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $6,58/(6,3*1,05)*100 = 100\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Железнодорожник силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
9	Реконструкция ПС 35 кВ №4 с заменой Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор 32 МВА (прирост мощности 16 МВА)	2024	32 МВА	На ПС 35 кВ №4 установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 32 МВА, Т-2 - 16 МВА. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2018-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована в 2018 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 17,79 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $17,79/(16*1,05)*100 = 106\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ №4 силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 32 МВА.
10	Реконструкция ПС 35 кВ Кутулик-35 замена КРУН, реконструкция ОРУ-35, замена ОД и КЗ, замена Т1 и Т2 с 6,3 МВА на 10 МВА	2023	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Кутулик-35 установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 6,3 МВА. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2018-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована в 2018 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 8,71 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $8,71/(6,3*1,05)*100 = 132\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Кутулик-35 силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
11	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Заря Троицк» инв. № 7000011031 с заменой сечения провода с 50 на 70 мм <sup>2</sup> , протяж. 20,4 км	2024	20,4 км	Исключение жалоб потребителей Заларинского района на низкое качество электроснабжения и частое отключение электроэнергии. Согласно ведомости замера габаритов ВЛ-35 кВ «Заря - Троицк» от 15.07.2018 г. габариты проводов имеют недопустимое значение 5-5,5 метров, при норм. минимальном допустимом значении 6 метров в населенной местности. Согласно листкам осмотра ВЛ 35 кВ «Заря-Троицк» б/н от 10.06.2018 г. провод имеет множественные повреждения - в 15% пролетов имеется по 2 соединения. При данном сечении провода имеют место значительные технические потери электроэнергии, которые превышают расчетные на 10-15%. Требуется замена провода.
12	Реконструкция ВЛ-35 кВ ПС «УЗГО» - ПС «Железнодорожник» одноцепной линии ВЛ-35 с заменой на двухцепную, с заменой провода сечением 50 мм <sup>2</sup> на АС-70 мм <sup>2</sup> (протяженность 8,7 км)	2023	8,7 км	Приведение распределительной сети 35 кВ р.п.Тельма п.Железнодорожник к требованиям нормативной документации (устранение несоответствий п.2.5.77, п.2.5.211, п.2.5.212, п.2.5.215, и раздела 2 п.5 «Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных границах таких зон») для исключения причинения вреда жизни, здоровью граждан и имуществу физических или юридических лиц.
13	Реконструкция ПС 35 кВ Сосновка (замена трансформаторов на 2х10 МВА)	2023	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Сосновка установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 6,3 МВА. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2018-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована в 2020 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 9,01 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) и с учетом перспективной нагрузки (883 кВт) составит: $(9,01+(1,197*0,7)/0,9)/(6,3*1,05)*100 = 150\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ В.Булай силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
14	Реконструкция ВЛ-35 кВ «УТФ-Зоны» с заменой сечения провода и опор, протяженности линии 21,591 км	2023	21,591 км	Участок ВЛ-35 кВ «УТФ-Зоны» 1969 г постройки проходит частично по заболоченной местности в границах Аларского района и пересекает множественные инженерные сооружения. Данный участок выполнен на железобетонных опорах типа СВ-105-5 и металлических анкерных опорах, провод марки АС-50 и АС-35. Наблюдается ежегодное нарушение вертикали опор из-за пучения болотистого грунта. На ж/б опорах на стойках СВ-105-5 имеются разрушения бетона и оголение арматуры выше допустимого значения. Существующий провод АС-50, АС-35 потерял свои электротехнические свойства, имеет множественные повреждения, что влияет на возможное возникновение аварийной ситуации. Изоляция, на промежуточных опорах на стойках СВ-105-5, выполнена изолятором марки ШФ-35 одинарного крепления.
15	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Апхульта-Бахтай» с заменой опор и вынос участка ВЛ из населенной местности.	2022	-	Участок ВЛ-35 кВ «Апхульта-Бахтай» 1980 г постройки проходит по застроенной населенной местности в границах с. Апхульта Аларского района и пересекает множественные инженерные сооружения. Данный участок выполнен на деревянных тип УД-110-1, имеющие загнивание элементов опоры и на ж/б опорах на стойках СВ-110, СВ-164 тип АБ-35-1, П-35-1, ПД-35-1, имеющие разрушение бетона и оголение арматуры выше допустимого значения. Существующий провод АС-95, АС-50 потерял свои электротехнические свойства, имеет множественные повреждения, что влияет на возможное возникновение аварийной ситуации.
16	Реконструкция ВЛ-35 кВ «УТФ-Кутулик-35» с заменой опор и провода, вынос из населенной местности.	2022	-	Участок ВЛ-35 кВ «УТФ-Кутулик-35» 1968 г постройки проходит по застроенной населенной местности в границах п. Забитуй, п. Кутулик Аларского района и пересекает множественные инженерные сооружения. Данный участок выполнен на ж/б опорах на стойках СВ-110, СВ-164 тип АБ-35-1, ПБ-35-1, имеющие разрушение бетона и оголение арматуры выше допустимого значения. Существующий провод АС-50 потерял свои электротехнические свойства, имеет множественные повреждения, что влияет на возможное возникновение аварийной ситуации. Изоляция, на промежуточных опорах на стойках СВ-110, выполнена изолятором марки ШФ-35 одинарного крепления.
17	Реконструкция ВЛ-35 кВ «В.Булай-Аларь» с установкой опор на плавающий фундамент 5шт	2023	-	Исключение полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии, возникновения или угрозы возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы, а также для снижения количества отключенных потребителей ВЛ 35 кВ «В.Булай - Р.Аларь». Приведение к требованиям нормативной документации ПП РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 - раздел 2 п.5 «Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных границах таких зон» и п.2.5.215 и 2.5.217 ПУЭ.
18	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Голуметь-Новостройка» с установкой опор на плавающий фундамент 3шт	2024	-	Исключение полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии, возникновения или угрозы возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы, а также для снижения количества отключенных потребителей ВЛ 35 кВ «Голуметь-Новостройка». Приведение к требованиям нормативной документации ПП РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 - раздел 2 п.5 «Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных границах таких зон» и п.2.5.215 и 2.5.217 ПУЭ.
19	Строительство ПС 35 кВ Селиваниха (с установкой ТМ 16 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,2 км (прирост мощности 16 МВА)	2023	16 МВА	Необходимость строительства нового центра питания в п. Селиваниха г. Иркутска для обеспечения надежного электроснабжения населения
20	Строительство ПС 35 кВ Высота (с установкой ТМ 6,3 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,5 км (прирост мощности 6,3 МВА)	2022	6,3 МВА	Необходимость строительства нового центра питания в с. Смоленщина Иркутского района для обеспечения электроснабжения социально значимых объектов и населения
21	Строительство ПС 35 кВ Индустриальная (с установкой ТМ 2х10 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,2 км (прирост мощности 10 МВА)	2022	2х10 МВА	Необходимость строительства нового центра питания в с. Баклаши Шелеховского района для обеспечения электроснабжения социально значимых объектов и населения, обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Школа в с. Баклаши.
22	Реконструкция ПС 35 кВ Жемчужная (установка Т-2 мощностью 6,3 МВА и 2 с.ш. КРУН 10 кВ)	2023	6,3 МВА	На ПС 35 кВ Жемчужная установлен 1 тр-р 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение коттеджных поселков Байкальского тракта, в т.ч. категорийные объекты (водонапорная башня, насосные), электроснабжение которых должно осуществляться от 2-х источников питания. В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети электрические связи с другими центрами питания отсутствуют, т.е. отсутствует возможность резервирования нагрузки от других центров питания по сети 6-0,4 кВ. Ближайшие центры питания находятся на большом расстоянии (более 21 км). Учитывая значительную удаленность данной ПС от Центральной базы (места нахождения оперативной бригады и оборудования) время восстановления электроснабжения потребителей при аварии превышает нормативные сроки. С целью соблюдения требований действующего законодательства РФ в электроэнергетике (пункт 31(б) ПП РФ №861 от 27.12.2004) в части не превышения предельного срока восстановления электроснабжения (авария, ремонт) существующих потребителей (в т.ч. для 3-ей категории надежности - допустимое число часов отключения в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд) предлагается выполнить на ПС 35 кВ Жемчужная установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 6,3 МВА.
23	Реконструкция ПС 35 кВ Б.Речка (установка Т-2 мощностью 10 МВА) (прирост мощности 10 МВА)	2023	10 МВА	На ПС 35 кВ Большая Речка установлен 1 тр-р 35/6 кВ мощностью 10 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение Большеберезовского МО Иркутской области, в т.ч. категорийные объекты (школа, детский сад, больница, водонапорная башня), электроснабжение которых должно осуществляться от 2-х источников питания. В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети электрические связи с другими центрами питания отсутствуют, т.е. отсутствует возможность резервирования нагрузки от других центров питания по сети 6-0,4 кВ. Ближайшие центры питания ПС 110 кВ Сосновка и ПС 110 кВ Туристская находятся на большом расстоянии (более 10 км) и по низкой стороне выполнены на напряжении 10 кВ, при этом сети Большеберезовского МО имеют класс напряжения 6 кВ. Учитывая значительную удаленность данной ПС от Центральной базы (места нахождения оперативной бригады и оборудования) время восстановления электроснабжения потребителей при аварии превышает нормативные сроки. С целью соблюдения требований действующего законодательства РФ в электроэнергетике (пункт 31(б) ПП РФ №861 от 27.12.2004) в части не превышения предельного срока восстановления электроснабжения (авария, ремонт) существующих потребителей (в т.ч. для 3-ей категории надежности - допустимое число часов отключения в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд) предлагается выполнить на ПС 35 кВ Б.Речка установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 10 МВА.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
24	Реконструкция ПС 35 кВ Кузьмиха (установка второго трансформатора ТМ мощностью 10 МВА, замена Т-1 мощностью 10 МВА на ТМ мощностью 10 МВА) (прирост мощности 10 МВА)	2023	10 МВА	На ПС 35 кВ Кузьмиха установлен один трансформатор 35/6 кВ мощностью 10 МВА. Наличие одного трансформатора на ПС исключает возможность вывода в ремонт электротехнического оборудования без погашения потребителей, а также исключает возможность резервирования потребителей в аварийном режиме. Наличие ответственных потребителей (КНС, школа, детский сад) в Свердловском районе г. Иркутска (район поселка Энергетиков) обязывает выполнять требование ПУЭ п. 1.2.20 (электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания). При аварийном отключении трансформатора в ОЗП, восстановление питания потребителей превысит 24 часа, т.к. резервные источники питания отсутствуют. Ближайшие центры питания ПС 110 кВ Южная и ПС 110 кВ Спутник. В ОЗП нагрузка ЛЭП 6 кВ от ПС Южная не позволяет взять дополнительную нагрузку. ПС 110 Спутник не имеет связи по сети 6 кВ с ПС 35 Кузьмиха.
25	Реконструкция ПС 35 кВ Култук (замена Т-1 мощностью 1,8 МВА на ТМ 2,5 МВА, замена оборудования ОРУ-35 кВ) (прирост мощности 0,7 МВА)	2023	2,5 МВА	На ПС 35 кВ Култук установлен трансформатор 35/0,4 кВ мощностью 1,8 МВА. По стороне 35 кВ питание ПС 35 кВ Култук осуществляется от ВЛ 35 кВ Слюдянка – Перевал Б. Установленный на ПС 35 кВ Култук трансформатор Т-1 35/0,4 кВ мощностью 1,8 МВА 1957 г.в., загружен более чем на 90%. ОРУ-35 и РУ-0,4 выполнены не в соответствии с нормативной документацией, небезопасны при эксплуатации, акт технического освидетельствования прилагается. Выполнить замену трансформатора на трансформатор аналогичной мощности не представляется возможным, т.к. ближайший номинал трансформатора 35/0,4 кВ составляет 2,5 МВА. С учетом вышеизложенного, предлагается выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Култук с заменой трансформатора 35/0,4 кВ мощностью 1,8 МВА на трансформатор 35/0,4 кВ мощностью 2,5 МВА с заменой оборудования ОРУ-35 кВ.
26	Реконструкция ПС 35 кВ Партизанская с переводом ее в РП 6(10) кВ с кабельными линиями 6(10) кВ протяженностью 8,5 км. (выбытие мощности 16 МВА)	2023	8,5 км	В связи с прохождением ВЛ 35 кВ через жилой массив г. Иркутска (центр города) и неоднократными жалобами населения необходимо выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Партизанская с переводом ее в РП.
27	Реконструкция ПС 35 кВ Смоленщина (замена Т-2 10 МВА на ТМ 16 МВА) (прирост мощности 6 МВА)	2023	16 МВА	На существующей ПС 35 кВ Смоленщина установлены 2 трансформатора 35/6 кВ: Т-1 - 16 МВА, Т-2 - 10 МВА. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС Смоленщина по данным контрольного замера была зафиксирована в 2019 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 16,5 МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $16,5 / (1,05 * 100) = 157\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить на ПС 35 кВ Смоленщина замену силового трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.
28	Реконструкция ПС 35 кВ Жилкино (замена трансформаторов мощностью 10 МВА и 16 МВА на ТМ 2х25 МВА, замена ОРУ на блочномодульное, монтаж ОПУ) (прирост мощности 24 МВА)	2024	2х25 МВА	Насущной задачей является реконструкция ПС 35 кВ Жилкино. На ПС 35 кВ Жилкино установлены 2 трансформатора 35/6 кВ: Т-1 - 10 МВА, Т-2 - 16 МВА. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС Жилкино по данным контрольного замера была зафиксирована в 2016 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 17,62 МВА. Имеются действующие (нереализованные) договоры ТП на общую максимальную мощность 2,73 МВт, с учетом применения коэффициента реализации договоров (Кр=0,7) получаем мощность дополнительной нагрузки в размере: $2,73 * 0,7 = 1,911$ МВт (1,911 / 0,9 = 2,12 МВА), где 0,9 – коэффициент перевода МВт в МВА. Таким образом, в случае отключения одного трансформатора (Т-2), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) с учетом перспективной нагрузки и с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $(17,62 + 2,12) / (1,05 * 100) = 188\%$ . При замене Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА получаем нагрузку: $(17,62 + 2,12) / (16 * 1,05) * 100 = 117,5\%$ , т.е. перегруз трансформаторов сохраняется. В этой связи необходимо выполнить установку 2-х трансформаторов мощностью 25 МВА каждый: $(17,62 + 2,12) / (25 * 1,05) * 100 = 75\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Жилкино силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.
29	Строительство ПС 35/10 кВ Ново-Снежная с ВЛ 35 кВ	2024	2х6,3 МВА	Обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей в п. Ново Снежное
30	Реконструкция ПС 35 кВ КПД (замена трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 2х10 на ТМ 2х16 МВА, реконструкция КРУН-6 кВ) (прирост мощности 12 МВА)	2023	2х16 МВА	На ПС 35 кВ КПД установлены 2 тр-ра 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый, от данного центра питания осуществляется электроснабжение объектов промышленной зоны г. Иркутска. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС КПД по данным контрольного замера была зафиксирована в 2019 г по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 9,32 МВА. В настоящее время имеются действующие (нереализованные) договоры ТП на общую максимальную мощность 3,73 МВт, с учетом применения коэффициента реализации договоров (Кр=0,7) получаем мощность дополнительной нагрузки в размере: $3,73 * 0,7 = 2,61$ МВт (2,61 / 0,9 = 2,9 МВА), где 0,9 – коэффициент перевода МВт в МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-2), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) с учетом перспективной нагрузки и с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $(9,32 + 2,9) / (10 * 1,05) * 100 = 116\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить на ПС 35 кВ КПД замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА.
31	Реконструкция ПС 35 кВ Мельничная Падь (с заменой КРУН-10 кВ и двух трансформаторов 6,3 МВА на 10 МВА каждый) (прирост мощности 7,4 МВА)	2022	2х10 МВА	На ПС 35 кВ М.Падь установлены 2 трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС М.Падь по данным контрольного замера была зафиксирована в 2018 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 8,76 МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $8,76 / (6,3 * 1,05) * 100 = 132\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить на ПС 35 кВ М. Падь замену силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
32	Строительство ПС 35 кВ Б.Коты с электрическими сетями 10/0,4 кВ в п. Б.Коты	2023	2х6,3 МВА	Обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей в п.Б.Коты
33	Реконструкция ПС 35/10 Мурино с электрическими сетями 10/0,4 кВ в п. Мурино	2024		Строительство ВЛ 35 и 0,4 кВ для надежного электроснабжения поселка Мурино выполняется взамен ВЛ, находящихся в собственности МО «Новоснежинское сельское поселение», физически и морально устаревших и не обеспечивающих надежность электроснабжения потребителей
34	Строительство ПС 35 кВ Горная с установкой трансформаторов 2х16 МВА (прирост мощности 32 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 4,5 км	2023	2х16 МВА 4,5 км	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств вновь строящихся коттеджных поселков Иркутского района (Горный, Славянка), исключение перегруза силовых трансформаторов ПС 110 кВ Карлук и ПС 110 кВ Хомутово путем снятия нагрузки по сети 35 кВ. Исключение протяженных распрд сетей в данном районе с целью повышения качества эл энергии
35	Строительство ПС 35 кВ Поздняково с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Хомутово протяженностью 0,05 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 2,7 км.	2022	2х10 МВА 2,7 км	Исключение перегруза ПС 110 кВ Хомутово, обеспечение тех присоединения энергопринимающих устройств с. Хомутово, повышение надежности и качества эл энергии путем разукрупнения центров питания в данном районе. Создание резервного питания для более чем 2-х тысяч потребителей.
36	Строительство ПС 35 кВ Геологическая с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,35 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 0,8 км.	2025	2х10 МВА 0,35 км	Исключение перегруза ПС 110 кВ Урик и ПС 35 кВ Грановщина, обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей с.Урик Иркутского района
37	Строительство ПС 35 кВ Пирс с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,7 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 3 км.	2024	2х10 МВА 0,7 км	Исключение перегруза ПС 110 кВ Карлук, обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей с.Карлук Иркутского района
38	Строительство ПС 35 кВ Садоводство с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 2,7 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 3 км	2025	2х10 МВА 2,7 км	Исключение перегруза ПС 110 кВ Карлук при ежегодном приросте нагрузок более 10 %. Сложная конфигурация, большая протяженность ВЛ-10 кВ, нагрузка ВЛ-10 кВ Карлук-Садоводство - 5,8 МВА, при длительно допустимой 6,5 МВА. Качество электроэнергии у потребителей д. Хайризовка, ДНТ,СНТ прибрежной части Александровского тракта не соответствует ГОСТ, падение напряжения составляет 13,6 %, высокие технические потери. Отсутствует возможность подключения новых потребителей, отсутствует возможность перевода ВЛ-35 кВ Столбово-Садоводство-Карлук на проектный класс напряжения 35 кВ.
39	Строительство ПС 35 кВ МРС с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Черноруд протяженностью 0,105 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 0,734 км	2025	2х10 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей Ольхонского района
40	Строительство ПС 35 кВ Светлячки с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Пивовариха протяженностью 4,5 км., ВЛ 10 кВ протяженностью 2,89 км	2022	2х10 МВА 4,5 км	Протяженность ВЛ-10 кВ Пивовариха-Горячий ключ, Пивовариха-Лотос более 12 км (часть ВЛ выполнена в габаритах 35 кВ), качество электроэнергии на удалённых участках не соответствует ГОСТ, по данным замеров на ВЛ-10 кВ Пивовариха-Горячий ключ падение напряжения на границе балансовой принадлежности ОГУЭП «Облкоммунэнерго» составляет 15%. Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей Голоустенского тракта
41	Строительство ВЛ 35 кВ Геологическая-Лыловщина (протяженностью 16 км)	2025	16 км	ПС 35 кВ Лыловщина запитана по одноцепной ВЛ от ПС 110 кВ Урик. Отсутствует возможность резервирования, невозможно выполнить реконструкцию существующей ВЛ с переводом её на двухцепное исполнение. Организация двухстороннего питания, снижение нагрузки на ПС Урик. Расчеты.
42	Реконструкция КЛ 35 кВ Ольхонские Ворота-Хужир с ответвлением на ПС 35/0,4 кВ базы парной переправы на о.Ольхон, инв. №6000915035 (прокладка КЛ35 кВ, две цепи, протяженностью 3,9км, установка РП-35 кВ - 2шт.)	2025	3,9 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей о. Ольхон
43	Реконструкция ПС 35 кВ Лыловщина с заменой трансформаторов Т1, Т2 мощностью по 4 МВА каждый на трансформаторы мощностью по 10 МВА каждый (прирост мощности 12 МВА)	2025	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Лыловщина установлены 2 трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2020 гг) на ПС Лыловщина по данным контрольного замера была зафиксирована в 2020 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 7,3 МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-1), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $7,3 / (4 * 1,05) * 100 = 174\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить на ПС 35 кВ Лыловщина замену силовых трансформаторов мощностью 4 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
44	Реконструкция ПС 35/10 кВ Олонки (секционирование СШ-35 кВ с установкой секционного разъединителя 35 кВ)	2023	-	По несекционированной системе шин 35 кВ ПС 35/10 кВ «Олонки» выполнен транзит ВЛ-35 «Горохово-Олонки» и ВЛ-35 «Олонки-Тараса». При выводе в ремонт оборудования 35 кВ связанного с системой шин 35 кВ транзит по ВЛ-35 прерывается, что влечет за собой недоотпуск электроэнергии и нарушение электроснабжения потребителя. Секционирование системы шин 35 кВ с установкой секционного вакуумного выключателя 35 кВ позволит снизить недоотпуск электроэнергии при плановых выводах оборудования в ремонт или аварийных отключениях.
45	Реконструкция ПС 35/10 кВ Усть-Уда (секционирование системы шин 35 кВ с оборудованием секционирующей ячейки с разъединителем 35 кВ)	2025	-	Исключение аварий связанных с погашением всей ПС 35 кВ Уст-Уда и прекращением электроснабжения потребителей в том числе социально значимых.
46	Реконструкция ПС 35 кВ Хужир с заменой трансформаторов Т1, Т2 мощностью по 4 МВА каждый на трансформаторы мощностью по 10 МВА каждый (прирост мощности 12 МВА)	2024	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Хужир установлены 2 тр-ра 35/6 кВ мощностью 4 МВА каждый, от данного центра питания осуществляется электроснабжение всего о. Ольхон. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС Хужир по данным контрольного замера была зафиксирована 18.12.2019 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 7 МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-2), нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: $7 / (4 * 1,05) * 100 = 166,6\%$ . С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Хужир силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 4 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
47	Строительство ПС 35 кВ Московщина с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 1,5 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 2,89 км	2026	2х10 МВА	Исключение перегруза ПС 110 кВ Урик и ПС 35 кВ Лыловщина, обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей Иркутского района

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
48	Строительство ПС 35/10 кВ Западная с установкой трансформаторов 2х10МВА (приrost мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 10 км., ВЛ 10 кВ протяженностью 1,9 км	2026	2х10 МВА	Исключение перегруза ПС 110 кВ Урик и ПС 35 кВ Грановщина, Лыловщина, обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей Иркутского района
49	Реконструкция ВЛ 35 кВ Грановщина - Лыловщина (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 7,9 км)	2024	7,9 км	В связи с продолжительным сроком службы ВЛ-35 кВ Грановщина - Лыловщина (более 20 лет), имеет многочисленные дефекты (железобетонные стойки опор имеют трещины и сколы сверх допустимых норм, наблюдается обнажение поперечной и продольной арматуры, физический износ и коррозионные повреждения провода АС-95, расстояние между установленными опорами больше нормативного). Кроме того, нагрузки в зимний период соответствуют длительно допустимому значению тока. Подлежат проведению реконструкции конструктивные элементы опор ВЛ 35 кВ и провод АС-95. Предлагается установка новых опор ВЛ 35 кВ с заменой провода. Это значительно увеличит надежность электроснабжения потребителей и обеспечит возможность подключения новых потребителей.(исключение аварийный связ. с повреждением провода и опор выработавших свой срок эксплуатации, снижение затрат на авар-вост работы, снижение технических потерь)
50	Реконструкция ВЛ 35 кВ Каменка - Казачье (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 21,95 км)	2025	21,95 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ Каменка-Казачье связанных с повреждением провода и опор выработавших свой срок эксплуатации.
51	Реконструкция ВЛ 20 кВ Жигалово-Чикан (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 45,589 км)	2025	45,589 км	Исключение аварий на ВЛ 20 кВ Жигалово-Чикан связанных с повреждением опор и провода, выработавших срок эксплуатации.
52	Реконструкция ВЛ 35 кВ Знаменка-Тимошино (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 39,8 км)	2025	39,8 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ Знаменка-Тимошино связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации
53	Реконструкция ВЛ 35 кВ Качуг-Верхоленинск (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 27,8 км)	2026	27,8 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации
54	Реконструкция ВЛ 35 кВ Новая Уда - Молька (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 23,3 км)	2025	23,3 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации
55	Реконструкция ВЛ 35 кВ Тараса-Олонки (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 21,78 км)	2025	21,78 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации
56	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Балей - Горохово (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 20,21 км)	2025	20,21 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации
57	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Орда - Базой (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 15,32 км)	2025	15,32 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации
58	Реконструкция ВЛ 35 кВ Олонки-Горохово (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 27,5 км)	2025	27,5 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации
59	Реконструкция ВЛ 35 кВ Тараса - Каменка (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 30,09 км)	2025	30,09 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации
60	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	32 км	Существующие сети электроснабжения п. Макарово, Пашня и Усть-Киренга, принадлежащие Киренскому МО, физически и морально устарели и не обеспечивают надежность эл. снабжения потребителей. Существующая ПС 110 кВ Макарово была смонтирована на базе комплексной передвижной подстанции на автоходу (год изготовления – 1979) в лесном массиве неподалёку от ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Киренск для временного электроснабжения посёлков Макарово и Кривая Лука. На сегодняшний день состояние оборудования и сооружений ПС не соответствует требованиям действующих НТД, реконструкция ПС нецелесообразна. Технической возможности подключения двух дополнительных ВЛ-10 кВ нет.
61	Строительство электрических сетей 6/0,4кВ Верхнемарковского муниципального образования Усть-Кутского района	2022	-	Обеспечения качественного и бесперебойного электроснабжения населённых пунктов Верхнемарковского МО Усть-Кутского района
62	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Александровка МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4кВ -87 (L=0,9км) для приведения качества электроэнергии соответствию ГОСТ)	2022	0,9 км	Несоответствие показателей качества электроэнергии п.4.2.2 ГОСТ 32144-2013 ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243 подтверждается расчетом потерь напряжения в электрических распределительных сетях ЦП ПС 35/10 кВ Александровка 1 с.ш. ВЛ-10 «Комплекс», ВЛ-10 «Худобок». Требуется выполнить реконструкцию распределительных сетей 0,4 кВ п.Александровка путем замены провода на провод большего сечения для снижения потерь в элементах сети и приведения качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013.
63	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Александровка МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4кВ -243 (L=1,4 км) для приведения качества электроэнергии соответствию ГОСТ)	2023	1,4 км	Несоответствие показателей качества электроэнергии п.4.2.2 ГОСТ 32144-2013 ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243 подтверждается расчетом потерь напряжения в электрических распределительных сетях ЦП ПС 35/10 кВ Александровка 1 с.ш. ВЛ-10 «Комплекс», ВЛ-10 «Худобок». Требуется выполнить реконструкцию распределительных сетей 0,4 кВ п.Александровка путем замены провода на провод большего сечения для снижения потерь в элементах сети и приведения качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013.
64	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Александровка МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1 ТП 10/0,4кВ -274 (L=1,4 км) для приведения качества электроэнергии соответствию ГОСТ)	2024	1,4 км	Несоответствие показателей качества электроэнергии п.4.2.2 ГОСТ 32144-2013 ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243 подтверждается расчетом потерь напряжения в электрических распределительных сетях ЦП ПС 35/10 кВ Александровка 1 с.ш. ВЛ-10 «Комплекс», ВЛ-10 «Худобок». Требуется выполнить реконструкцию распределительных сетей 0,4 кВ п.Александровка путем замены провода на провод большего сечения для снижения потерь в элементах сети и приведения качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013.
65	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Большеокинск МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1, 2, 3, 4 ТП 10/0,4кВ -40 (L=4,46 км) для приведения качества электроэнергии соответствию ГОСТ)	2024	4,46 км	Несоответствие показателей качества электроэнергии п.4.2.2 ГОСТ 32144-2013 ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243 подтверждается расчетом потерь напряжения в электрических распределительных сетях ЦП ПС 35/10 кВ Александровка 1 с.ш. ВЛ-10 «Комплекс», ВЛ-10 «Худобок». Требуется выполнить реконструкцию распределительных сетей 0,4 кВ п.Александровка путем замены провода на провод большего сечения для снижения потерь в элементах сети и приведения качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013.
66	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Мирный -12км, установка ТП	2023	12 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п. Мирный в соответствии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
67	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Сереброво -5,5км, установка ТП	2023	5,5 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п. Сереброво в соответствии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
68	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Шелаево - 16,92 км, установка ТП	2024	16,92 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п.Шелаево в соответствии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
69	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ г.Бирюсинск (Тагул)	2022		Существующие сети обслуживаются филиалом по договору безвозмездного пользования.ВЛ- 0,4 кВ. п. Тагул протяженностью 9,5 км. находится в эксплуатации с 1965 года. ВЛ выполнена на деревянных опорах, проводом А-25, А-16, всего 3 шт ТП 10/0,4 кВ, за все время эксплуатации капитальных ремонтов не проводилось. От ВЛ-0,4 кВ. запитаны социально-значимые объекты (котельная, водоканал, РУПС), а также бытовые потребители п. Тагул. В настоящее время деревянные стойки опор имеют загнивание сверх допустимых норм, и многочисленные трещины в верхушечной части (РД.153-34.3-20.662-98). Повторные заземления отсутствуют.
70	Строительство эл.сетей 10/0,4кВ Тамтачет: ВЛ3-10 кВ - 3км, ВЛ1-0,4кВ - 11,5км, ТП 10/0,4кВ - 5шт (3*630кВА, 2*400кВА)	2023	3 км	Расчеты
71	Строительство кабельной перемычки 6 кВ между ТП-623 и ТП-624 (0,3 км)	2022	0,3 км	Расчеты
72	Строительство воздушной перемычки 6 кВ между ТП-622 и ТП-864 (0,6 км)	2022	0,6 км	Расчеты
73	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ -10 кВ Уян-МТФ (новый участок – 0,2 км), ТП № 341/100 с. Красный Яр, СИП- 0,762 км)	2022	0,762 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
74	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 кВ Или - Карандай (новый участок – 0,65 км), строительство дополнительной ТП, разделение фидеров 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ №266/160 кВА с.Амур СИП*50- 0,45 км).	2023	0,45 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
75	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 кВ Бурук-Алкин ТП 10/0,4 кВ №195/100 кВА с. Алкин СИП*50- 2,008 км, СИП*16- 0,170 км; ВЛ-10 кВ Бурук-Алкин строительство нового участка – АС*50-0,350 км, перенос ТП 10/0,4 кВ №194/60 кВА с. Алкин с подключением существующего фидера 0,4 кВ).	2022	0,350 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
76	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 кВ Харик-Харик ТП 10/0,4 кВ №295/160 кВА п. Харик СИП*50- 1,767 км).	2022	1,767 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)



№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
77	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ Половино-Черемхово-Половино-Черемхово (замена опор на ж/б, провода, перенос ТП в ЦЭН, 17,7км)	2023	17,7 км	Исключение аварийных отключений в сети 10/0,4 кВ Половино-Черемхово связанных с повреждением опор и провода.
78	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ с. Кундуй (замена опор на ж/б, провода, перенос ТП в ЦЭН, 21км)	2022	21 км	Существующие сети обслуживаются филиалом по договору безвозмездного пользования. ВЛ - 0,4 кВ Сереброво протяженностью 5,745 км построена в 1980 г. ВЛ выполнена на деревянных опорах пасынкованных деревом, проводом А-25, А-16, всего 3 шт ТП10/0,4 кВ. От ВЛ-0,4 кВ. запитаны социально-значимые объекты (дет.сад, клуб), а также бытовые потребители с. Сереброво.
79	Строительство ответвления на СНТ «Вагонник», СНТ «Аист» от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны»	2022	5 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей Ангарского городского округа
80	Строительство ответвления от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны» на д. Стеглянка (многодетные семьи)	2022	1 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей д. Стеглянка
81	Строительство ВЛ-10 кВ отпайкой от ВЛ-10 кВ Новожилино-Целоты на д.Манинск с заходом в д.Октябрьский (ВЛ-10 кВ 23 км)	2024	23 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей д. Манинск и д. Октябрьский
82	Строительство ВЛ 10 кВ от УП 15 до СНТ Сибиряк (перевод питания ВЛ 10 кВ Тельма-Биликтуй) протяж.5,4 км провод СИП3	2023	5,4 км	Приведение показателей качества электроэнергии в соответствии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
83	Строительство ЛЭП-10 кВ «Тайтурка-Тайтурка» с отпайкой на с.Холмушино (8 км)	2022	8 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
84	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Свердловском районе	2021-2024	-	-
85	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Ленинском районе	2021-2024	-	-
86	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Правобережном районе	2021-2024	-	-
87	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Байкальская	2021-2024	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей д. Касьяно
88	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Бытовая	2021-2024	-	-
89	Реконструкция ВЛ-10 кВ «ПС Бытовая-ОМОН» (ВЛ-10 кВ-4,8 км)	2022	4,8 км	Исключение аварий в ЖСК «Сотрудник ОМОН» связанных с повреждением и аварийными отключениями существующей ВЛ-10 «ПС Бытовая - Сотрудник ОМОН»
90	Строительство ВЛ 10 кВ Курма-Сарма (протяженностью 12 км)	2025	12 км	Строительство распределительной сети 10 кВ от ПС 35/10 кВ Курма для сохранения возможности эффективного перераспределения нагрузок и возможности нового технологического подключения потребителей
91	Строительство ВЛ-10 кВ Черноруд-Сарма (протяженностью 17,3 км)	2025	17,3 км	Строительство распределительной сети 10 кВ от ПС 110 кВ Черноруд для сохранения возможности эффективного перераспределения нагрузок и возможности нового технологического подключения потребителей
92	Реконструкция ВЛ 10 кВ Жигалово-Грузновка (установка опор с заменой провода, протяженность 52,65 км)	2025	52,65 км	Исключение аварий на ВЛ 10 кВ Жигалово-Грузновка связанных с повреждением провода и опор выработавших свой срок эксплуатации
93	Реконструкция ВЛ 10 кВ Жигалово-Петрово (установка опор с заменой провода, протяженность 52,65 км)	2025	52,65 км	Исключение аварий на ВЛ 10 кВ Жигалово-Петрово связанных с повреждением опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации
94	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Поселок с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена провода АС-50 на СИП3-120 L-2 км, перемычка 0.05 км и два разъединителя 10 кВ)	2022	2 км	Недопущение перегруза провода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
95	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Урик Б с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена провода АС-35 на СИП3-95 L-0,6 км)	2022	0,6 км	Недопущение перегруза провода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
96	Реконструкция ВЛ-10 Пивовариха-Фермер с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-70 на СИП3-120 L-4,153 км и АС-50 на СИП3-120 L-0,3 км)	2022	4,153 км	Недопущение перегруза провода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
97	Реконструкция ВЛ-10 Дзержинск - Коттеджи с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-70 на СИП3-120 L-0,42 км и АС-50 на СИП3-120 L-0,79 км)	2022	0,42 км	Недопущение перегруза провода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
98	Строительство РП 10 кВ Колос с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ вблизи п. Молодежный (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 6,59 км)	2025	6,59 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
99	Строительство РП 10 кВ Строитель с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями от ПС 110 кВ Новая Лисиха вблизи ДНТ Щукино (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 7,02 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,445 км)	2024	1,445 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
100	РП№3 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Куда (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 8,14 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,955 км)	2022	8,14 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
101	РП№4 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 11,7 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 2,752 км)	2022	11,7 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
102	Строительство РП-5 (Хомутово) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 8,8 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,5 км)	2025	8,8 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
103	Строительство РП-6 (Грановщина) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 7,6 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,8 км)	2025	7,6 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
104	Строительство РП-7 (Грановщина) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 7,7 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,2 км)	2025	7,7 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
105	Строительство РП-9 (Куда) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 7 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,5 км)	2025	7 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
106	Строительство РП-8 (Хомутово) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 6,4 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,9 км)	2025	6,4 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
107	Реконструкция ВЛ 10 кВ Оек - Турская (протяженностью 9,25 км)	2022	9,25 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
108	Строительство РП 20 кВ с ВЛ-20 кВ (РП-20 кВ 1шт, ВЛ-20 кВ протяженностью 3,5 км, с временным использованием на напряжении 10 кВ)	2023	3,5 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
109	Строительство РП 10 кВ Авиатор с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ вблизи СНТ Авиатор (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 3,6 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 0,6 км.)	2023	3,6 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
110	Реконструкция ВЛ-10 кВ ШМ ПС Дачная с РП-10 кВ (перестройка ВЛ-10 кВ в двухцепную протяженностью 1,2 км, провод СИП3-120)	2024	1,2 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
111	Строительство РП 10 кВ с линейным ответвлением 10 кВ от ВЛ 10 кВ ШМ ПС Дачная - ДНТ Южное (ВЛ-10 кВ протяженностью 0,77 км., РП-10 кВ 1 шт.)	2024	0,77 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
112	Строительство РП 10 кВ Бурдугуз с ВЛ 10 кВ от ПС Сосновая (ВЛ-10 кВ протяженностью 4,5 км., КЛ-10 кВ - 0,4 км. РП-10 кВ 1 шт.)	2023	4,5 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
113	Строительство РП 10 кВ Мечта с КЛ 10 кВ вблизи ДНП Мечта (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 4,59 км)	2023	4,59 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
114	Реконструкция ВЛ 10 кВ Пивовариха -Лотос с целью приведения качества напряжения в соответствие с ГОСТ 32144-2013 (перевод нагрузки на ПС 110 кВ Покровская, протяженность по трассе 2,9 км)	2023	2,9 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
115	Реконструкция ВЛ 10 кВ Пивовариха - Горячий Ключ с целью приведения качества напряжения в соответствие с ГОСТ 32144-2013 (перевод нагрузки на ПС 110 кВ Покровская, протяженность по трассе 2,9 км)	2023	2,9 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
116	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Усть-Куда, цепь А (протяженность ВЛ 7 км)	2022	7 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Урик по сети 10 кВ на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Урик
117	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Усть-Куда, цепь Б (протяженность ВЛ 3,7 км)	2022	3,7 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Урик по сети 10 кВ на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Урик
118	Реконструкция ВЛ-10 Пивовариха-Худяково с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-70 на СИПЗ-120 L-10.43 км)	2022	10,43 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
119	Рек. уч. ВЛ-10 кВ Покровская-Новая Лисиха с заменой изоляции - 32,5 км, замена КТП10/0,4 на КТП-20/0,4 - 63 шт., установка тр-ра 10/20 кВ 16 МВА	2025	32,5 км 16 МВА	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
120	Реконструкция ВЛ-10 кВ Новая Уда - Чичково с отпайкой Средняя Муя (Перевод сетей на напряжение 20 кВ)	2025	2,3 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
121	Строительство сетей 10/0,4 кВ для многодетных семей в п.Бутырки	2025	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей в п. Бутырки Иркутского района
122	Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс с заменой Т-1, Т-2 мощностью по 10 МВА каждый на трансформаторы по 16 МВА каждый (прирост мощности 12 МВА); с реконструкцией ОРУ-35 кВ: замена выключателей 3 шт., разъединителей 6 шт., ТТ-35 6 шт., ОПН-35 6 шт.	2022	2х16 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Колбасного цеха по договору ТП №836/18-ЦЭС от 28.12.2018 г.
АО «Витимэнерго»				
123	Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные с установкой микропроцессорных защит (Н 2068 ВЭ)	2022-2025	-	Расчеты
124	Замена ТП 6/0,4кВ, на КТПН 6/0,4кВ в г. Бодайбо (Н 2079 ВЭ)	2022-2025	-	Расчеты
125	Реконструкция ВЛ 6/0,4кВ и центров питания в г. Бодайбо (Н 2036 ВЭ)	2025	-	Расчеты
126	Расширение АИИСКУЭ в городских и поселковых сетях (Н 2037 ВЭ)	2025	-	Выполнение требований действующей НТД
127	Реконструкция ПС 35 кВ Ежовская с заменой линейных ячеек 35 кВ с масляными выключателями на комплектные ячейки 35 кВ с вакуумными выключателями	2025	-	Расчеты
128	Реконструкция ПС 35 кВ Кяхтинская с заменой линейных ячеек 35 кВ с масляными выключателями на комплектные ячейки 35 кВ с вакуумными выключателями	2025	-	Расчеты
129	Реконструкция ПС 35 кВ КПД с заменой масляных выключателей 35 кВ на вакуумные выключатели	2024	-	Расчеты
130	Реконструкция ОРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Бодайбинская с заменой ШР 35 и ЛР 35 кВ, масляных выключателей 35 кВ на вакуумные	2023	-	Расчеты
АО «БЭСК»				
131	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Братске с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6)кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2022-2024	7,56 МВА 20,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
132	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6)кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2022-2024	2,4 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
133	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в Чунском районе с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6)кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2022-2024	2,25 МВА 6,3 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
134	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	2022-2024	2,4 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
135	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Строительная» и строительство 2-х цепной ВЛ-35кВ в городе Усть-Илимске	2023	50 МВА 2-х цепная ВЛ-35кВ по 10,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
136	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10 кВ в поселке Прибрежный Братского района,	2026	8 МВА 2-х цепная ВЛ-35кВ по 8,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
137	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4 кВ в п.Мегет, Ангарском районе,	2022-2024	0,8 МВА 15,7 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
138	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4кВ в городе Усть-Илимске,	2022-2024	1,2 МВА 6,3 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
139	Строительство электрических сетей в жилом районе Порожский, городе Братске,	2022-2024	3,78 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
140	Строительство электрических сетей в городе Вихоревка, поселках Братского района,	2022-2024	2,4 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
141	Строительство электрических сетей в Нижнеилимском районе	2022-2024	2,4 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
142	Строительство электрических сетей в Чунском районе	2022-2024	1,2 МВА 7,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
143	Строительство электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Братске	2022-2024	6,3 МВА 20,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
144	Строительство ВЛ-35кВ, ПС 35/6 кВ «Порожская» в жилом районе Порожский города Братск	2025	20 МВА 2-х цепная ВЛ-35кВ по 0,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
145	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10 кВ в п.Янталь, Усть-Кутского района	2023	8 МВА 2-х цепная ВЛ-35кВ по 0,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
146	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Янталь, п.Каймоново, п.Ручей Усть-Кутского района,	2022-2024	3,2 МВА 19,7 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
147	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в г. Тайшет, п. Тагул, д. Сергино, п. Невельская, д.Малиновка, г.Бирюсинск Тайшетского района,	2022-2024	2,18 МВА 11,7 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
148	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Октябрьская» в п.Октябрьский Чунского района	2027	20 МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»				
149	Реконструкция электрических сетей м-н «Ангарский», г. Зима	2021	2,1км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
150	Реконструкция ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск», яч. №4 - ТП 30055, 30025, г. Киренск, п. Кривошапкино, м-н Авиаторов	2023	10,9км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
151	Реконструкция ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск», яч. №5 - оп.№76 (ПП-22), г. Киренск м-н Авиаторов, Балахня	2024	4,39км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
152	Реконструкция ВЛ-6кВ НПС, фидер №14,15, г. Тулун	2021	1,38км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации.
153	Реконструкция КТП-250/10/0,4кВ, ул. Соснина г. Киренск.	2023	0,63МВА	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
154	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП №11 «Угольная, ТП№11 «Угольная» г. Тулун	2023	0,25МВА/3,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
155	Реконструкция КЛ-6кВ №125 «ПС-35/6 №1, яч. №1а - НПС-1 «б», яч. №1» с выносом из-под застройки, г. Ангарск, район Сангородка	2021	3,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.





№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
256	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-Комхоз в с. Еланцы, Ольхонского р-на	2022	1,4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
257	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-Приют в с. Еланцы, Ольхонского р-на	2024	1,12км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
258	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ по ул. Неугодиновская, ул. Буфер, п. Жигалово, Жигаловского р-н	2022	1,3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
259	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ «Целинная» от ТП-Целинная, ВЛ-0,4 кВ от ТП-СУ-2, п. Качуг, Качугский район	2023	1,93км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
260	Реконструкция ВЛ-10 кВ «Поселок» в п. Усть-Уда, Усть-Удинского р-на	2024	5,3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
261	Реконструкция ВЛ-10 кВ Маслзавод в п. Усть-Уда, Усть-Удинского р-на	2024	4,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
262	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ, по улицам Куйбышева, Кооперативной, Набережной, пер. Партизанский с. Тутура, Жигаловский р-н	2024	4,9км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
263	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ по ул. Мира, ул. Луговая, ул. Строителей, ул. Юбилейная, ул. Мичурина, п. Усть-Уда, Усть-Удинского р-на	2022	2,16км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
264	Реконструкция ВЛ-10 кВ «СХТ», монтаж 2-х реклоузеров, п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-н	2024	3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
265	Реконструкция отпайки ВЛ-10 кВ «Пушкина» от ВЛ-10 кВ «АБЗ», п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-н	2024	2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
266	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ от ТП-Малева, п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-н	2024	0,25МВА/0,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
267	Реконструкция ВЛ-10кВ «Бурдаковка-Бурдугуз», ВЛ-10кВ «Бурдаковка - пос.Дорожников», ТП-160 «п. Дорожников», ТП-156 «п.Бурдаковка, ферма КРС» д. Бурдаковка Иркутского района	2024	0,56МВА/6,75км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
268	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Ф.Обыскаловой, ул. Олега Кошевого, ул. Пушкина, ул. Радищева, ул. Комарова п. Мишелевка Усольского района	2021	4,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
269	Реконструкция электрических 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, п. Сергиев Посад Иркутского района	2024	0,63МВА/3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
270	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Мира, ул. Чернышевского, ул. Нагорная, ул. Чайковского, ул. Байкальская, ул. Кропачева, ул. Черемушки, ул. Комарова, с. Малое Голоустное Иркутского района	2023	0,4МВА/5,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
271	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ по ул. Тракторная, ул. Заречная, Ново-заречная, д. Зорино-Быково Иркутского района	2022	3,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
272	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ ул. Тракторная, ул. Лесная, ул. Нагорная, ул. Зои Космодемьянской, ул. Майская, пер. Майский, пер. Тенистый, ул. Тенистая, ул. Бечаснова, ул. Железнодорожная, ул. Мира, ул. Трудовая, ул. Карьерная, ул. Березовая, ул. Солнечная, пер. Зеленый, ул. Солнечная, ул. Зеленая с. Смоленщина Иркутского района	2024	8км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
273	Реконструкция электрических сетей 0,4кВ ул. Заводская, ул. Тракторная, ул. Светлая, ул. Рабочая, пер. Южный, ул. Дачная, пер. Крылья, ул. Набережная д. Мельничная Падь Иркутского района	2024	5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
274	Реконструкция электрических сетей 0,4кВ ул. Сосновая, пер. Сосновый, ул. Гаражная, ул. Школьная, ул. Промышленная, р.п. Маркова Иркутского района	2024	5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
275	Реконструкция электрических сетей 6/0,4кВ ул. Набережная, ул. Фурманова, ул. Труда, ул. Октябрьская, ул. Ангарская, ул. Чайковского, ул. Ломоносова, ул. Олега Кошевого, ул. Матросова, ул. 5-я Советская, ул. Лазо, ул. Лесная р. п. Большая Речка Иркутского района	2024	6км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
276	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ ул. Ангарская, ул. Ключевая, ул. Нагорная п. Никола Иркутского района	2022	2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
277	Реконструкция ВЛ-10кВ от ПС «Ерши» до п. Мельничная Падь, вдоль автодороги Иркутск - Падь Мельничная	2024	10км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
278	Реконструкция ВЛ-0,4кВ Култук, ул. Горная, пер. Железнодорожный, Слюдянский район	2022	3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
279	Реконструкция электрических сетей 0,4кВ, ТП-6/0,4, ул. Магистральная, ул. 40 лет Победы, пер. Речной, ул. Пушкина, ТП-43, ТП-47 п. Утулик, Слюдянского района	2024	1,03МВА/4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
280	Реконструкция ВЛ 6/0,4 кВ ф.№1 ТП-61 ул. Малая, 9-е Мая, Менделеева, Свердлова, Садовый тупик, 1-е Мая г. Усолье-Сибирское	2021	1,6км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
281	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТПН-1, ТП-4, ТП-5 ул. Восточная, Зеленая, Тракторная, Октябрьская Мира, Набережная, Пролетарская. 40 лет Победы, Долгополова п. Раздолье	2022	4,8км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
282	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-3 ул. 1-я Заречная, 2-я Заречная, д. Большая Черемшанка, Усольского района	2021	3,9км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
283	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фидер № 1 ул. Щорса (ТП-15) с увеличением класса напряжения по ул. Щорса от опоры №168 ВЛ-10кВ ТП-4 Н.Булай. п. Мишелевка Усольского района	2021	0,8км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
284	Реконструкция ВЛ-0,4кВ ул. Горького, ул. Котовского от ТП-15 с увеличением класса напряжения по ул. Горького от опоры №168 ВЛ-10кВ ТП-4 Н.Булай п. Мишелевка, Усольского района	2021	1км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
285	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Магистральная, п. Утулик, Слюдянский район	2021	0,88МВА/2,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
286	Реконструкция ВЛ-10кВ «Судоверфь», ул. Горького, р. п. Листвянка Иркутского района	2023	2,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
287	Реконструкция ВЛ-0,4кВ по ул. Лазо, ул. Куликова, ул. Кузнецова, ул. Судзиловского, ул. Островского, ул. Чапаева, ул. Гудина, ул. Горького, р. п. Листвянка Иркутского района	2024	4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормативного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
288	Строительство отпайки ВЛ-6кВ фидера №7 ПС «Западная-1» от ТП-86 до ТП-33, КТПН-630/6/0,4 кВ г. Черемхово	2022	0,63МВА/1,4км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
289	Строительство ВЛ-10 кВ от ВЛ-10 кВ Ф№4 «Кадинский», КТП-10/0,4 кВ р.п.Куйтун	2023	0,73МВА/1,4км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
290	Строительство отпайки ВЛ-10 кВ, КТП-10/0,4/250 кВА ул. Парковая, г. Нижнеудинск	2022	0,25 МВА/0,3км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.





№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
371	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в центральной части р.п. Байкал, Слюдянский район	2023	0,32МВА/2,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
372	Строительство РП-3, КЛ-10 кВ п. Култук, Слюдянский район	2022	0,1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания.
373	Строительство распределительных электрических сетей 10-0,4 кВ по ул. Западная, Центральная, с. Еланцы	2021	0,25МВА/1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
374	Строительство КЛ-6 кВ, ВЛ-6 кВ, СТП-250 кВА СНТ «Октябрьской революции» г. Ангарск	2021	0,5МВА/1,2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
375	Строительство КЛ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ ул. Крупская, г. Ангарск	2021	0,6км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
376	Строительство КТП-630-10/0,4 кВ с трансформатором ТМГ-630-10/0,4 кВ, ул. Менделеева г. Усолье-Сибирское	2021	0,63МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
377	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 2 шт. по ул. Тракторная и ул. Восточная п. Раздолье.	2021	0,5МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
378	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 1 шт. по ул. 1-я Заречная д. Большая Черемшанка, Усольского района	2021	0,25МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
379	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Куликова, ул. Кузнецова, ул. Судзюловского, ул. Чапаева, ул. Гудина, ул. Горького, ул. Лазо, ул. Островского, в р.п. Листвянка Иркутского района	2024	1,28МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформаторных подстанций.
380	Строительство ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск», яч. №11 - ЗРУ-6/10кВ Киренской ДЭС», г. Киренск	2024	2,2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ, повышение пропускной способности островной части г. Киренск.
381	Реконструкция ВЛ-35кВ «Косая Степь - Бугульдейка» в с. Бугульдейка, Ольхонский район	2022	14км	ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка находится в неудовлетворительном техническом состоянии, физический износ деревянных опор и их деталей (траверсы, подтраверсники, раскосы) и проводов. Будет произведена замена провода на провод марки АС-70, установка металлических опор производства ЗАО «ЭЛСИ».
382	Реконструкция ВЛ-35кВ ГПП2-РП5, ГПП1-РП-5 в г. Ангарске	2022	5км	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 г. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22.01.2018 г.), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1202-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5. ПС 35/6 кВ РП-5 состоит из ОРУ-35 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 г. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммута-ционные 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 18.12.2019 г.: Т-1 – 10,5 МВА (66%), Т-2 – 13 МВА (81%). В случае аварийного отключения одного трансформатора, оставшийся трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации электростанций (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в режиме 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. Учитывая выше изложенное, 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. Ранее были выданы ТУ на ТП установки (увеличение мощности, изменение точки подключения – вторая точка с ГПП-1 вместо ПС «Ангарская») ПС 35/6 кВ РП-5, 2011 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).
383	Реконструкция РП-5 35/6кВ, г. Ангарск	2023	50МВА	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 г. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22.01.2018 г.), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1202-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5. ПС 35/6 кВ РП-5 состоит из ОРУ-35 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 г. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммута-ционные 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 18.12.2019 г.: Т-1 – 10,5 МВА (66%), Т-2 – 13 МВА (81%). В случае аварийного отключения одного трансформатора, оставшийся трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации электростанций (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в режиме 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. Учитывая выше изложенное, 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. Ранее были выданы ТУ на ТП установки (увеличение мощности, изменение точки подключения – вторая точка с ГПП-1 вместо ПС «Ангарская») ПС 35/6 кВ РП-5, 2011 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).
384	Реконструкция ВЛ-35 кВ ПС 35/10 кВ «Уда-2» Нижнеудинский р-он, п. Шумский	2022	0,88км	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 железобетонных опор на железобетонных приставках, протяженность – 0,88 км, год ввода в эксплуатацию – 1973 г. Оттайка (ВЛ 35кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельно-допустимые нормы. Требуется замена опор и провода. Опоры будут предусмотрены типа СК-22 или металлические.
385	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама» Мамско-Чуйского района	2024	10 км	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 – 26,2 км, год ввода в эксплуатацию – 1958 г. Превышение нормативного срока эксплуатации. В целях повышения надежности электроснабжения потребителей пгт. Мама требуется реконструкция реконструкция ВЛ-35 кВ с заменой опор и провода. Опоры будут предусмотрены металлические ЗАО «ЭЛСИ».
386	Реконструкция ВЛ-35кВ «Онот-Тальники» Черемховский район	2023	15км	Электроснабжение ПС 35/10 кВ Тальники осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот (ОАО «ИЭСК»). Отпайка (ВЛ 35кВ) выполнена на деревянных опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 15,062 км. Год ввода в эксплуатацию 1979 г., принята на баланс ОГУЭП «Облкоммуэнерго» в 2015 г. Отпайка (ВЛ 35кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельно-допустимые нормы. В целях повышения надежности электроснабжения потребителей необходимо выполнить реконструкцию отпайки (ВЛ 35) до ПС 35/10 кВ Тальники от ВЛ 35 кВ Голу-мель – Онот с заменой существующих опор на железобетонные и металлические опоры ЗАО «ЭЛСИ», замену существующего провода.
387	Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское	2023	50МВА/0,2км	Электроснабжение центральной части потребителей г. Усолье-Сибирское осуществляется от ПС 35/6 кВ ГПП-1, находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммуэнерго». Электроснабжение ПС 35 кВ ГПП-1 осуществляется от находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммуэнерго» 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 ки-оск 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 (резерв-ная), 1,2 цепь – кабельные линии марки N2XSEY-35 3x240, 3 цепь – ка-бельная линия марки АПВнг (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 грозных 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 (18.12.2020 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 схемнорезимные 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 необходимо вводить 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, нагрузка 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 требует 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 мощностью 40 МВА каждый почти в 2,5 раза дороже, чем стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощностью 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.



№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
387	Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское	2023	50МВА/0,2км	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 планировалось технологическое присоединение новых потребителей – 2 МВт. 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 длины 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 гг. 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 гг. Ориентировочная мощность трансформаторов проектируемой ПС 35/6 кВ ГПП-2 2х40000 или 2х32000 кВА. В связи с увеличением мощности ПС потребуются 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.
388	Строительство ПС 35/6 кВ г. Байкальск	2021	50МВА/0,1км	В целях обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Особая экономическая зона» Иркутск. В наличии заявки на технологическое присоединение №122 и №123 от 17.02.2021 года. 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, элегазовые коммутационные аппараты). ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляет электроснабжение 3710 потребителей г. Байкальска, в том числе 37 социально-важных и объектов жизне-обеспечения города. 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 масляных 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). МУП «Катангская ТЭК»
389	Реконструкция ВЛ 10 кВ в с. Ербогачен Катангского района	2023	1,5 км	Реконструкция существующей

Таблица 4.5.3. Перечень мероприятий по вводу электросетевых объектов и противоаварийной автоматики, ввод/реконструкция которых планируется при выполнении 2 этапа развития Восточного полигона РЖД\*

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Транзит 110 кВ Тайшет-Канская опорная				
1	Установка на ПС 110 кВ Тайшет-Запад БСК мощностью 30 Мвар	30 Мвар	2021	ОАО «РЖД»
2	Установка на ПС 110 кВ Шарбыш тяговая БСК мощностью 75 Мвар	75 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
3	Замена на ПС 110 кВ Канская опорная выключателей, разъединителей и трансформаторов тока в ячейках ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая, ВЛ 110 кВ Канская опорная - Шарбыш тяговая II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Выключатели, разъединители, ТТ	2023*	ПАО «Россети Сибирь»
4	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет ошиновки 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) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «ИЭСК»
5	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Запад ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад - Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
6	Установка на ПС 110 кВ Решоты АОСН	Устройства ПА	2023*	ПАО «Россети Сибирь»
7	Установка на ПС 110 кВ Ключи АОСН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
8	Установка на ПС 110 кВ Иланская АОСН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
9	Установка на ПС 110 кВ Канская опорная и ПС 500 кВ Тайшет АОПО ЛЭП транзита 110 кВ Канск - Тайшет с реализацией УВ на ДС	Устройства ПА	2023*	ПАО «Россети Сибирь», ОАО «ИЭСК»
10	Установка АОСН на ПС 110 кВ Тайшет-Запад, ПС 110 кВ Шарбыш тяговаяс реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
11	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ПАО «Россети Сибирь», ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тайшет-Тулун				
12	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет оборудования: - ошиновки и разъединителей ВЛ 110 кВ Силикатная - Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха; - ошиновки и разъединителей ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, разъединители	2021	ОАО «ИЭСК»
13	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Силикатная оборудования: - ошиновки, выключателей и разъединителей ВЛ 110 кВ Силикатная -Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха; - ошиновки, выключателей и разъединителей ВЛ 110 кВ Замзор - Силикатная с отпайкой на ПС Топорок, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатели, разъединители	2023*	ОАО «ИЭСК»
14	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор оборудования: - ошиновки, выключателей, разъединителей и трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Замзор - Силикатная с отпайкой на ПС Топорок; - ошиновки, выключателей, разъединителей и трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатели, разъединители, ТТ	2023*	ОАО «РЖД»
15	Замена провода ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
16	Замена провода ВЛ 110 кВ Силикатная - Тайшет с отпайкой на Облепиха на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
17	Замена провода (участки АС-185) ВЛ 110 кВ Тулун - Шеберта I, II цепь на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
18	Замена провода ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
19	Замена провода ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС Ук на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
20	Установка на ПС 110 кВ Шеберта АОПО вл 110 кВ Шеберта - Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
21	Установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск БСК 50 Мвар	50 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
22	Установка на ПС 110 кВ Замзор БСК 25 Мвар	25 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
23	Замена на ПС 500 кВ Тулун секционного выключателя ОРУ 110 кВ на выключатель с большей допустимой токовой нагрузкой	Выключатель	2023*	ОАО «ИЭСК»
24	Замена на ПС 500 кВ Тулун ошиновки РУ 110 кВ на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «ИЭСК»
25	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет- Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха и ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
26	Установка на ПС 500 кВ Тулун АОПО ВЛ 110 кВ Тулун - Шеберта I и II цепь с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
27	Установка на ПС 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск АОСН с реализацией УВ на включение БСК и ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
28	Установка на ПС 110 кВ Замзор: АОПО ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС УК; АОПО ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС УК; АОСН с реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
29	Установка на ПС 110 кВ ВРЗ АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
30	Установка на ПС 110 кВ Водопад АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
31	Установка на ПС 110 кВ Худоеланская АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
32	Установка на ПС 110 кВ Шеберта АОПО ВЛ 110 кВ Шеберта - Худоеланская	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
33	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тулун - Ново-Зиминская				
34	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 500 кВ Тулун до ПС 110 кВ Нюра ориентировочной протяженностью 2,5 км каждая (АС-240), демонтаж отпайки от ВЛ 110 кВ Тулошка - Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун - Тулун с отпайками до ПС 110 кВ Нюра (1 км). Расширение ПС 500 кВ Тулун РУ 110 кВ на 2 линейные ячейки	2х2,5 км, Выключатели	2023*	ОАО «ИЭСК»
35	Установка АЧР на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Ново-Зиминская - Черемхово				
36	Размыкание ВЛ 110 кВ Солерудник - Ново-Зиминская с отпайками возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Достройка участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием новой одноцепной ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская №3, протяженностью 2,5 км АС-185	2,5 км	2023*	ОАО «ИЭСК»
37	Установка на ПС 500 кВ Ново-Зиминская АОПО ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская I, II цепи и ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская №3 (вновь образованная ВЛ)	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
38	Замена на ПС 220 кВ Черемхово трансформаторов тока АТ-1, 2 по стороне 110 кВ на трансформатор тока с большей допустимой токовой нагрузкой	ТТ	2021	ОАО «ИЭСК»
39	Установка на ПС 220 кВ Черемхово АОПО ВЛ 110 кВ Черемхово - Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово - Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
40	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10- ПС 220 кВ Ново-Ленино				
41	Реконструкция с заменой провода ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - ИАЗ I, II цепь	2х2,6 км	2022	ОАО «ИЭСК»
42	Замена на ПС 220 кВ Ново-Ленино ошиновки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино с отпайками на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
43	Переключение на ПС 220 кВ Ново-Ленино обмоток с 600/5 А на 1200/5 А трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино с отпайками	-	2023*	ОАО «ИЭСК»
44	Замена провода ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Еловка с отпайкой на ПС Западная АС-185 на высокотемпературный Amsterdam, 15 км	15 км	2023*	ОАО «ИЭСК»
45	Замена провода ВЛ 110 кВ Меget - Ново-Ленино АС-185 на высокотемпературный й Amsterdam, 19 км	19 км	2023*	ОАО «ИЭСК»
46	Замена на Иркутской ТЭЦ-10 ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская на ВЧЗ с большей допустимой токовой нагрузкой	ВЧЗ	2023*	ООО «Байкальская энергетическая компания»
47	Замена ПС 500 кВ Иркутская ошиновки, выключателя и ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатель, ВЧЗ	2023*	ОАО «ИЭСК»
48	Установка на Иркутской ТЭЦ-10 АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10-Ново-Ленино с отпайками, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Еловка с отпайками	Устройства ПА	2023*	ООО «Байкальская энергетическая компания»
49	Замена на ПС 220 кВ Ново-Ленино выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и ошиновки ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - ИАЗ I цепь и II цепь на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатели, разъединители, ТТ	2022	ОАО «ИЭСК»
50	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД», ООО «Байкальская энергетическая компания», ОАО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово - Слюдянка				
51	Замена провода ВЛ 110 кВ Шелехово - Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг, выполненных проводом марки АС-120/19, на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2021	ОАО «ИЭСК»
52	Замена провода ВЛ 110 кВ Рассоха - Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг - Подкаменная, выполненных проводом марки АС-120/19, на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2021	ОАО «ИЭСК»
53	Замена на ПС 220 кВ Шелехово шинного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово - Рассоха, шинного, линейного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг на разъединители с большей допустимой токовой нагрузкой	Разъединители	2021	ОАО «ИЭСК»
54	Замена на ПС 110 кВ Рассоха: - ошиновки ЛЭП и ошиновки секционного выключателя; - секционного выключателя; - трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Шелехово - Рассоха, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатели, ТТ	2023	ОАО «РЖД»
55	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Большой Луг трансформатора тока и ошиновки на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, ТТ	2023	ОАО «РЖД»
56	Замена на ПС 110 кВ Подкаменная трансформаторов тока и ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг - Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха - Подкаменная, а также ошиновки СШ 110 кВ на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, ТТ	2023	ОАО «РЖД»
57	Установка на ПС 220 кВ Шелехово АОПО ВЛ 110 кВ Шелехово - Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово и ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
58	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 220 кВ ПС 220 кВ БЦБК - ПС 220 кВ Мысовая				
59	Установка на ПС 220 кВ Шелехово АОПО ВЛ 220 кВ Шелехово - БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
60	Установка на ПС 500 кВ Ключи АОПО ВЛ 220 кВ Ключи - БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
61	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Саянская тяговая - Тайшет				
62	Установка на ПС 220 кВ Саянская тяговая АОПО ВЛ 110 кВ Саянская тяговая - Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая; ВЛ 110 кВ Саянская тяговая - Нагорная с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая с реализацией УВ на ДС	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
63	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запаль тяговая, ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запаль тяговая с реализацией УВ на ДС	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
64	Установка на ПС 220 кВ Саянская тяговая, ПС 110 кВ Кварцит тяговая, ПС 110 кВ Запаль тяговая и ПС 110 кВ Абакумовка тяговая АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
65	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	ОРУ, СВ	2023*	ОАО «РЖД»
66	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	Выключатель	2023*	ОАО «РЖД»
67	Замена провода (АС-150) ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запаль тяговая (С-43) на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ПАО «Россети Сибирь»
68	Замена провода (АС-150) ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запаль тяговая (С-46) на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ПАО «Россети Сибирь»
69	Замена на ПС 500 кВ Тайшет ошиновки ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запаль тяговая (С-46) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «ИЭСК»
70	Замена на ПС 110 кВ Кварцит тяговая ошиновки ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запаль тяговая (С-46) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
71	Замена на ПС 110 кВ Абакумовка тяговая ошиновки ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запаль тяговая (С-43) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
72	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тайшет - Опорная				
73	Строительство ВЛ 110 кВ БЛПК - Опорная I и II цепь	2x12 км	2021	ОАО «ИЭСК»
74	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет ошиновки ВЛ 110 кВ Новочунка - Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная-Тайшет на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «ИЭСК»
75	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Восточная ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная - Тайшет на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
76	Замена на ПС 110 кВ Турма ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная - Турма на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
77	Замена провода (АС-185) ВЛ 110 кВ Опорная - Турма на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
78	Установка на ПС 110 кВ Огневка АОПО ВЛ 110 кВ Огневка - Чукша и ВЛ 110 кВ Огневка - Чуна	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
79	Установка на ПС 110 кВ Новочунка АОПО ВЛ 110 кВ Чуна тяговая - Новочунка I, II цепь с отпайкой на ПС Лесогорск	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
80	Установка на ПС 220 кВ Опорная АОПО ВЛ 110 кВ МПС - Опорная с отпайками	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
81	Установка на ПС 110 кВ Тайшет-Восточная БСК мощностью 40 Мвар	40 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
82	Установка на ПС 110 кВ Огневка БСК мощностью 2x25 Мвар	2x25 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
83	Установка на ПС 220 кВ Опорная АОПО ВЛ 110 кВ Опорная - Турма с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
84	Установка на ПС 110 кВ МПС АОСН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
85	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Новочунка - Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет - Тайшет - Восточная	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
86	Установка на ПС 110 кВ Тайшет-Восточная и ПС 110 кВ Огневка АОСН с реализацией УВ на включение БСК и ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
87	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Гидростроитель - Коршуниха				
88	Установка на ПС 110 кВ Гидростроитель АОПО ВЛ 110 кВ Гидростроитель - Зяба с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
89	Установка на ПС 220 кВ Коршуниха АОПО ВЛ 110 кВ Черная - Коршуниха с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
90	Установка на ПС 220 кВ Речушка АОПО ВЛ 110 кВ Видим - Речушка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2024*	ОАО «РЖД»
91	Установка на ПС 220 кВ Речушка АОПО ВЛ 110 кВ Кежемская - Речушка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2024*	ОАО «РЖД»
92	Установка на ПС 110 кВ Зяба, ПС 110 кВ Кежемская, ПС 220 кВ Речушка, ПС 110 кВ Видим, ПС 110 кВ Черная АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2024*	ОАО «РЖД»
93	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежемская - Видим на ПС 220 кВ Речушка с образованием ВЛ 110 кВ Кежемская - Речушка и ВЛ 110 кВ Видим - Речушка, АС-185, 2x0, 1 км	2x0, 1 км	2024*	ОАО «ИЭСК»
94	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Коршуниха - Лена				
95	Установка на ПС 220 кВ Коршуниха АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха - Хребтовая с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2021	ОАО «ИЭСК»
96	Замена провода ВЛ 110 кВ Усть-Кут - Лена на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
97	Установка на ПС 110 кВ Ручей БСК мощностью 15 Мвар	15 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
98	Установка на ПС 110 кВ Ручей АОСН с реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
99	Установка на ПС 110 кВ Хребтовая АОПО ВЛ 110 кВ Хребтовая - Семигорск с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
100	Строительство новой ВЛ 110 кВ Коршуниха - Хребтовая №2, провод АС-150, 23 км	23 км	2023*	ОАО «ИЭСК»
101	Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хребтовая с приведением к схеме одна секционированная система шин	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
102	Установка на ПС 220 кВ Лена АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Кут - Лена с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
103	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ИЭСК»
Транзит 220 кВ Усть-Кут - Киренга - Северобайкальск - Новый Уоян - Таксимо				
104	Установка на ПС 500 кВ Усть-Кут: Комплекс ЛАПНУ; АОСН 500 кВ (модернизация); АЛАР, АОПН ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №3; Комплекс телемеханики; ФОТAT1, AT2.	Устройства ПА	2023*	ПАО «ФСК ЕЭС»
105	Установка на Усть-Илимской ГЭС: АОСН 500 кВ; АЛАР, АОПН ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №3	Устройства ПА	2023*	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»
106	Установка на ПС 220 кВ Якурим комплекса телемеханики	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
107	Установка на ПС 220 кВ Сухой Лог АОПО ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог и ВЛ 220 кВ Сухой Лог - Чертово Корыто	Устройства ПА	2023*	ПАО «ФСК ЕЭС»
108	Установка на ПС 500 кВ Нижнеангарская: АОСН 500 кВ (модернизация); АОПН ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Таксимо	Устройства ПА	2023*	ПАО «ФСК ЕЭС»
109	Установка на ПС 500 кВ Таксимо: АОСН 500кВ; АОПН ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Таксимо	Устройства ПА	2023*	ПАО «ФСК ЕЭС»
110	Установка на ПС 220 кВ Новый Уоян АОПО ВЛ 220 кВ Нижнеангарская - Новый Уоян I цепь, II цепь	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
111	Установка УПАСК и ФОН на ПС на участках транзитов 220 кВ Усть-Кут - Пеледуй, Усть-Кут - Таксимо, Пеледуй - Таксимо	Устройства ПА	2023*	ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Транснефть», АО «Витимэнерго»
112	Установка АЧР и УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»

\* Перечень приводится в соответствии с Протоколом совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 28.01.2021 г. № НШ-21 пр и может быть скорректирован по итогам разработки и согласования «Схема внешнего электроснабжения направления Кузбасс - Дальний Восток на период до 2025 года.»

4.6. Основные показатели электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период до 2026 года

В настоящем разделе проведена оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Иркутской области на период 2020-2026 гг. с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей. Приведен прогноз таких показателей работы электросетевой инфраструктуры, как потери электроэнергии, недоотпуск электроэнергии потребителям, аварийность, износ оборудования, а также полезный отпуск электроэнергии потребителям. Значения показателей работы инфраструктуры за 2020 г. и прогнозные значения указанных показателей приведены в таблице 4.6.1.

Таблица 4.6.1. Прогноз показателей работы электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период 2020-2026 гг.

№ п/п	Показатель	2020 г. (факт)	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Уровень потерь электроэнергии (%)	5,66	5,67	5,68	5,69	5,70	5,71	5,72
2	Величина недоотпуска электроэнергии (млн. кВт·ч)	2,54	2,68	2,91	3,17	3,45	3,75	4,07
3	Количество аварий (шт.)	242,00	246,00	249,00	253,00	257,00	261,00	265,00
4	Износ оборудования (%)	74,00	74,43	74,86	75,30	75,74	76,18	76,62
5	Отпуск электроэнергии из сетей ТСО (млрд кВт·ч)	57,37	58,42	59,49	60,59	61,70	62,83	63,98

Прогноз таких показателей, как уровень потерь электроэнергии, величина недоотпуска электроэнергии, аварийность и износ оборудования составлен на основе анализа работы энергосистемы за прошедшие 5 лет по данным, предоставленным собственниками электросетевого хозяйства, а также с учетом тенденций изменения этих показателей (рисунок 4.6.1).

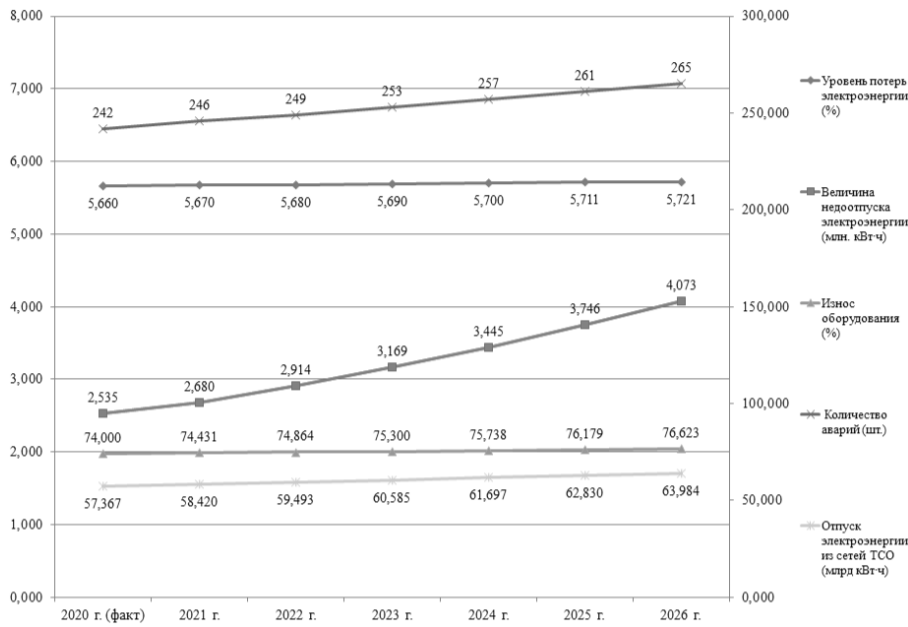


Рисунок 4.6.1. Динамика изменения показателей работы электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период 2020-2026 гг.

Необходимо констатировать, что в перспективе до 2026 г. прогнозируется значительный рост количества аварий, величины недоотпуска и уровня потерь электроэнергии вследствие износа оборудования при росте величины отпуска электроэнергии.

4.7. Анализ прогнозного баланса тепловой энергии 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, государственной программе Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019-2024 гг. (с изм. от 31.07.2020)

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.

Обеспечение населения качественными жилищно-коммунальными услугами возможно только при условии значительных капитальных вложений в модернизацию объектов коммунальной инфраструктуры.

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 4.7.1 представлен прогноз полезного (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребления тепловой энергии и его структура на период 2021-2026 гг.

Таблица 4.7.1. Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской области, млн Гкал

Показатель	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Полезное потребление, в т.ч.:	37,10	37,70	38,20	38,60	39,00	39,30
жилищно-коммунальное хозяйство, население	14,00	14,30	14,60	14,80	15,00	15,00
коммунально-бытовые нужды	11,50	11,70	11,90	12,10	12,20	12,30
промышленность	2,50	2,60	2,70	2,70	2,70	2,70
прочие потребители	18,30	18,50	18,70	18,80	19,00	19,20
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	0,2	0,60	0,50	0,40	0,40	0,30
Среднегодовые темпы прироста, %	0,5	1,60	1,30	1,00	1,10	0,70

Полезное (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребление тепловой энергии к 2026 г. увеличится по сравнению с 2021 г. на 5,9 % и на 8,2 % в первом и втором прогнозах соответственно (рисунок 4.7.1).

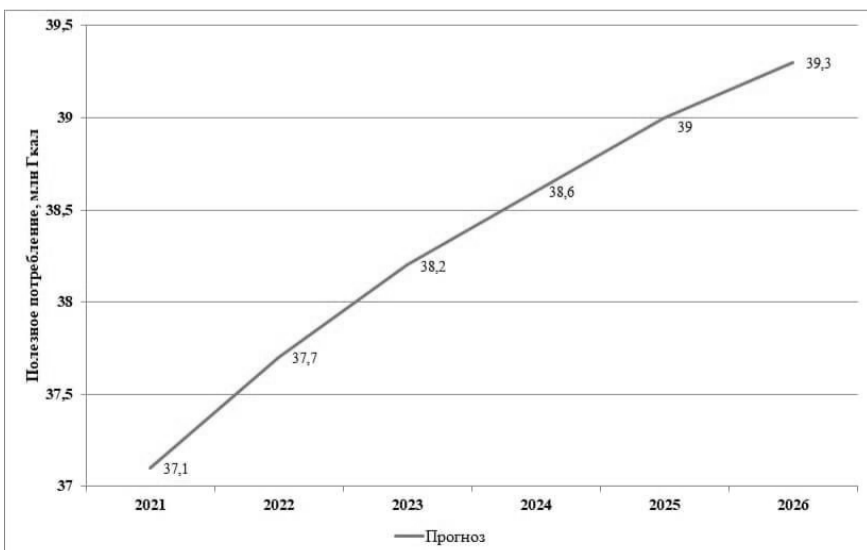


Рисунок 4.7.1. Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской области

Потребление тепловой энергии на цели отопления и горячего водоснабжения в перспективе до 2026 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 2026 году составит 5%.

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 2026 года представлена в таблице 4.7.2.

Таблица 4.7.2. Прогноз полезного теплопотребления в крупных городах Иркутской области на период до 2026 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.		
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	27,68	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	27,94	4,56	9,04	14,34	2025	6,56	1,99	3,08	1,49
2026	28,10	4,61	9,09	14,40	2026	6,64	2,02	3,11	1,51

Год	Шелехов				Год	Ангарск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
	бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.		
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	6,29	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	0,67	0,07	0,29	0,31	2025	6,37	0,99	1,87	3,51
2026	0,67	0,07	0,29	0,31	2026	6,41	1,01	1,89	3,51

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.		
2021	5,04	0,28	0,47	4,29	2021	0,90	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	0,51	4,36	2025	0,97	0,15	0,65	0,17
2026	5,18	0,29	0,51	4,38	2026	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.		
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	0,60	0,13	0,27	0,20	2025	1,61	0,20	0,60	0,81
2026	0,60	0,13	0,27	0,20	2026	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.		
2021	5,51	0,67	1,57	3,28	2021	0,38	0,05	0,18	0,15
2022	5,55	0,67	1,58	3,30	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	5,60	0,69	1,58	3,33	2025	0,40	0,05	0,19	0,16
2026	5,62	0,69	1,58	3,35	2026	0,40	0,05	0,19	0,16

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 промышленности.

Прогноз потребления тепловой энергии крупных муниципальных образований представлен в таблице 4.7.3.

Таблица 4.7.3. Прогноз потребления тепловой энергии до 2026 года.

Наименование муниципального образования	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
г. Иркутск	2677,90	2716,30	2741,30	2766,20	2791,20	2824,20
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	1864,60	1876,60	1932,60	1965,40	1977,00	2002,90
прочие котельные	813,30	839,70	808,60	800,80	814,20	821,30
г. Ангарск (ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»)	2364,00	2372,40	2381,30	2391,10	2402,50	2421,70
г. Братск	1302,50	1307,00	1311,60	1316,10	1317,70	1342,40
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	1193,10	1197,60	1202,20	1206,80	1208,30	1233,00
прочие котельные	109,40	109,40	109,40	109,40	109,40	109,40
г. Усть-Илимск	946,80	948,70	950,70	952,60	954,50	956,50
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	945,60	947,60	949,50	951,40	953,40	955,30
прочие котельные	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
г. Зима, г. Саянск	482,80	494,40	506,00	517,50	517,50	517,50
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	451,80	463,40	474,90	486,50	486,50	486,50
прочие котельные	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00
г. Усолье-Сибирское ТЭЦ	408,10	408,40	408,70	408,70	408,70	408,70
ООО «Байкальская энергетическая компания»	275,30	280,60	285,90	291,20	296,40	302,10
г. Шелехов (ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»)	186,80	191,20	195,70	200,20	204,70	209,50
г. Железногорск-Илимский (ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»)	148,10	148,90	149,60	149,70	149,70	149,70
г. Черемхово	137,40	139,20	140,90	141,00	141,00	141,00
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	10,70	9,70	8,70	8,70	8,70	8,70
прочие котельные	153,00	154,90	152,00	151,50	194,00	194,00
г. Тулун	81,70	82,60	83,30	84,00	84,60	85,40
г. Байкальск (ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»)	163,00	156,00	150,90	150,90	150,90	150,90
г. Тайшет	64,70	64,70	64,70	64,70	64,70	64,70
г. Слюдянка	56,60	57,50	58,50	59,40	60,30	61,30
г. Вихоревка	53,50	53,50	53,50	53,50	53,50	53,50
г. Бодайбо	54,70	57,00	59,30	61,50	63,80	66,40
г. Свирск	49,40	49,60	49,80	49,80	49,80	49,80
г. Нижнеудинск	49,10	50,70	52,30	53,80	55,40	57,10
г. Киренск	40,70	40,70	40,70	40,70	40,70	40,70
п. Усть-Ордынский	20,90	20,90	20,90	20,90	20,90	20,90
ВСЕГО	9579,70	9656,10	9716,40	9784,10	9881,70	9977,20

Таблица 4.7.4. Перспективное теплопотребление наиболее крупными промышленными потребителями, тыс. Гкал

Наименование предприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026
АО «Группа Илим» г. Братск	4976,10	4976,10	4976,10	4976,10	4976,10	4976,10
АО «Саянскхимпласт»	912,40	912,50	912,50	912,50	912,50	912,50
ООО «ИНК»	5,00	5,10	5,10	5,10	5,20	5,20
АО «Русал»	325,00	325,00	325,00	325,90	325,00	325,00
АО «АНХК»	3262,00	3505,80	4015,90	3818,20	3968,90	3818,20
ПАО «Высочайший»	56,00	56,00	65,00	65,00	65,00	65,00
АО «Иркутсккабель»	62,60	66,60	63,00	67,10	63,50	67,60
АО «АЭХК»	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00

В соответствии с представленными исходными данными по наиболее крупным промышленным предприятиям, какого-либо существенных изменений в части потребления тепловой энергии не предполагается, за исключением АО «АНХК» и ПАО «Высочайший».

## 4.8. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период до 2026 года.

На основании прогнозных данных предприятий энергетики, объемов производства тепловой и электрической энергии составлен прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующими компаниями и по области в целом.

Таблица 4.8.1 Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующими компаниями по Иркутской области на период 2021-2026 гг., в т.у.т.

Категория	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ЭС и котельные ООО «Байкальская энергетическая компания»	6483,00	6483,00	6483,00	6483,00	6483,00	6483,00
уголь	6456,10	6456,10	6456,10	6456,10	6456,10	6456,10
мазут	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
газ	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50
дрова и прочее	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
ЭС пром. предприятий и розничного рынка, всего	1710,00	1710,00	1710,00	1710,00	1710,00	1710,00
уголь	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
мазут	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
дрова и прочее	1570,00	1570,00	1570,00	1570,00	1570,00	1570,00
Котельные, всего	1383,00	1479,00	1483,00	1491,00	1496,00	1543,00
уголь	1050,00	1048,00	1046,00	1047,00	1048,00	1049,00
мазут	112,00	112,00	111,00	106,00	106,00	106,00
газ	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
дрова и прочее	214,00	311,00	319,00	331,00	335,00	381,00
Итого по Иркутской области	9576,00	9672,00	9676,00	9684,00	9689,00	9737,00
уголь	7556,00	7554,00	7552,00	7553,00	7554,00	7555,00
мазут	210,00	210,00	210,00	205,00	205,00	205,00
газ	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
дрова и прочее	1788,00	1885,00	1893,00	1905,00	1909,00	1955,00

## 4.9. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области

С 30.07.2010 вступил в силу Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии.

Согласно статье 29 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно быть осуществлено до 31.12.2011. При разработке схем теплоснабжения следует учитывать Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Распоряжением Правительства Иркутской области от 12.10.2012 № 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 были быть разработаны и утверждены во всех муниципальных образованиях области.

По данным Министерства на конец 2020 года разработана и утверждена 181 схема теплоснабжения. Сведения о сроках действия и датах разработки/актуализации крупных населенных пунктов Иркутской области (с численностью населения более 9 тысяч человек) представлены в таблице ниже.

Таблица 4.9.1. Данные о сроках разработки и актуализации схем теплоснабжения

Населенный пункт	Год разработки или последней актуализации, год	Срок действия схемы теплоснабжения, год	Примечание
Иркутск	2021	2033	
Братск	2020	2030	
Ангарск	2016	2031	требуется актуализация
Усть-Илимск	2014	2028	требуется актуализация
Усолье-Сибирское	2017	2028	требуется актуализация
Черемхово	2018	2033	требуется актуализация
Шелехов	2020	2032	
Усть-Кут	2019	2025	требуется актуализация
Тулун	2020	2028	
Саянск	2021	2032	
Нижнеудинск	2014	2029	требуется актуализация
Тайшет	2021	2030	
Зима	2021	2032	
Железногорск-Илимский	2020	2030	
Вихоревка	2021	2032	
Маркова	2020	2030	
Слюдянка	2014	2028	требуется актуализация
Чунский	2014	2029	требуется актуализация
Усть-Ордынский	2017	2032	требуется актуализация
Бодайбо	2017	2032	требуется актуализация
Свирск	2020	2028	
Байкальск	2018	2029	требуется актуализация
Киренск	2020	2028	
Хомутово	2019	2031	требуется актуализация
Новая Игирма	2013	2027	требуется актуализация
Залари	2018	2029	требуется актуализация
Куйтун	2012	2027	требуется актуализация

Анализ выполненных схем теплоснабжения крупных муниципальных образований Иркутской области показал, что все крупные населенные пункты имеют действующую схему теплоснабжения. При этом, большинство из них требуют оперативной актуализации.

На основании данных схем теплоснабжения и представленных инвестиционных программ теплоснабжающих организаций составлен список основных крупных городов с указанием новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных.

Таблица 4.9.2. Планы по строительству, расширению/реконструкции ТЭЦ и крупных котельных.

Наименование муниципального образования	Описание планируемых новых расширяемых ТЭЦ и крупных котельных
г. Иркутск	<p>Мероприятия по модернизации ТГ-3 (175 МВт) Ново-Иркутской ТЭЦ приведены в Перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утвержденном распоряжением Правительства Российской Федерации от 2 августа 2019 г. № 1713-р.</p> <p>С февраля по декабрь 2022 года планируются следующие мероприятия:</p> <p>1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-2, барабанного типа паропроизводительностью 420 тонн/час: барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочный экран котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата, без изменения паропроизводительности.</p> <p>2) Сопутствующее мероприятие: Замена существующего золоулавливающего оборудования на новые электрофильтры для котлоагрегата, станционный номер К-2, барабанного типа паропроизводительностью 420 тонн/час. Строительство помещения разгрузочного устройства с инженерными системами и разгрузочным оборудованием.</p> <p>7.5.2 Мероприятия по модернизации ТГ-4 (175 МВт) Ново-Иркутской ТЭЦ Мероприятия по модернизации ТГ-4 (175 МВт) Ново-Иркутской ТЭЦ приведены в Перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утвержденном распоряжением Правительства Российской Федерации от 7 февраля 2020 г. № 232-р.</p> <p>С марта по ноябрь 2025 года планируются следующие мероприятия:</p> <p>3) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-1, барабанного типа с увеличением производительности с 420 до 450 т/ч: барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочный экран котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата.</p>

Наименование муниципального образования	Описание планируемых новых расширяемых ТЭЦ и крупных котельных
г. Иркутск	<p>4) Сопутствующее мероприятие: Комплексная замена генератора для теплофикационной паровой турбины станционный номер ТГ-4 установленной мощностью 175 МВт;</p> <p>Увеличение зоны действия источников тепловой энергии путем включения в нее зон действия существующих котельных планируется на следующих источниках:</p> <p>1) Ново-Иркутская ТЭЦ: переключение нагрузок, выводимых из эксплуатации угольных и мазутных котельных АО «Байкалэнерго» и МУП «ТЭСИ».</p> <p>2) Котельная ул. Полярная 97 МУП «ТЭСИ»: переключение нагрузок котельных АО «Байкалэнерго» ул. Шахтерская 22 и ул. Воровского 18а.</p> <p>Помимо вышеперечисленных источников планируется ряд мероприятий на существующих котельных, зона действия которых будет расширяться за счет подключения новых потребителей либо будет сохраняться без изменений на весь срок действия схемы теплоснабжения.</p>
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-н Южный с мощностью 30 Гкал/ч с последующим расширением на 20 Гкал/ч.
г. Усть-Кут	<p>Планируется строительство новых и расширение старых источников тепловой энергии:</p> <p>Вариант №1 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 70,51 Гкал/ч; Реконструкция котельной «Лена» с установкой котлов;</p> <p>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.</p>
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 «Балахна»; 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 участка №5 (НСФ).

В городах 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.

## 4.10. 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 нескольких 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 2026 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 возможность модернизации существующих котельных на окраинах города, работающих на угле и шпеле.

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 экологических 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, а также альтернативных вариантов сооружения котельных с учетом мероприятий по электросетевому строительству, предусмотренному в проекте СИП ЭЭС 2021-2027 гг.

При реализации плана газификации Иркутской области, предусматривающего поставку природного газа в крупные города Иркутской области, появится возможность его использования для когенерационной выработки электрической и тепловой энергии. В данном случае возможен 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 CO<sub>2</sub>;

- решение проблем с наполняемостью золоотвалов ТЭЦ и утилизации золошлаковых отходов.

В зоне южной газификации расположены 7 ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»: Ново-Иркутская ТЭЦ, Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10, ТЭЦ-11, ТЭЦ-12, Ново-Зиминская ТЭЦ.

Основным топливом этих станций является бурый и каменный 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 энергетике 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 целесообразности 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.м<sup>3</sup>, что является недостижимым при существующей конъюнктуре цен на газ.

К подобным выводам приводит и технико-экономическая оценка ООО «Байкальская энергетическая компания» по переводу Ново-Зиминской ТЭЦ на газ, по результатам которой сделано заключение о неэффективности надстройки ГТУ в условиях ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания».

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 не дорогих мероприятий по их развитию, необходимость в новых газовых энергоисточниках на юге Иркутской области в рамках рассматриваемого горизонта СИПР 2022-2026 гг. отсутствует.

Максимальный потенциал развития когенерации при переводе крупных котельных в ПГУ и ГТУ ТЭЦ может быть определен после завершения проекта по переводу угольных ТЭЦ на газ при выполнении соответствующих технико-экономических обоснований.

В настоящее время, возможный перевод крупных котельных в режим ПГУ не рационален по следующим соображениям:

- необходимость перераспределения лимитов газа на ТЭЦ при отказе от угля.
- стесненность компоновки площадок котельных в городской черте.
- потенциальное снижение надежности и маневренности в случае возможных аварийных ситуаций.
- отсутствие ремонтной базы и персонала соответствующей квалификации для небольших муниципальных образований.
- отсутствие дефицита электрической мощности в зонах действия крупных котельных.

Рекомендуется рассмотреть данный вопрос в рамках разработки схем теплоснабжения крупнейших муниципальных образований с учетом фактических лимитов газа, компоновок площадок, решений по выдаче электрической мощности.

**4.11. 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 около 4 тыс.км в двухтрубном исчислении.

Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, достигает 35%, из которых более 670 км являются ветхими.

Как видно из таблицы 4.11.1 состояние тепловых сетей области требует разработки программы замены и модернизации тепловых сетей, предусматривающей более высокие темпы замены тепловых сетей. Кроме того, условия эксплуатации предполагают применение более современных материалов и технологий. Необходимо внедрение систем автоматизации и управления в тепловых сетях и установках потребителей для организации эффективной теплогидравлической работы системы.

Почти половина тепловых сетей области (46%) принадлежит ООО «Байкальская энергетическая компания», эксплуатация которых осуществляется предприятиями управления тепловых сетей (УТС) на базе ТЭЦ в Иркутске, Ангарске, Братске, Усолье-Сибирском, Железногорске-Илимском, Зиме, Усть-Илимске, Черемхово.

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 тепловых сетей 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 4.11.1 представлены основные проекты по вводу тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания» на перспективу до 2026 годы.

Таблица 4.11.1. Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания» на период 2021–2026 гг.

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
<b>г. Иркутск</b>							
<b>Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии</b>							
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч							
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	2,86	-	-
	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 «Глобалстройинвест»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,58527	0,14	0,14	-	-
	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	0,14	-	-
	Протяженность	м	5				
	Диаметр	мм	50				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Многоквартирные жилые дома» на границе участка заявителя Комитет по управлению муницип. имуществом администрации г. Иркутска.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,15	1,29	1,29	-	-
	Протяженность	м	45				
	Диаметр	мм	50				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Учебный корпус» на границе участка заявителя Вост.-Сиб. дирекция по капитальному строительству - Дирекции по строительству сетей связи - филиала ПАО «РЖД»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,371	2,29	2,29	-	-
	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	8,68	-	-
	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	0,26	-	-
	Протяженность	м	5				
	Диаметр	мм	80				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:							
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Филиал поликлиники ОГА-УЗ «ИГБ №1»» на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,585	1,47	1,47	-	-
	Протяженность	м	30				
	Диаметр	мм	125				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Группа жилых домов» на границе участка заявителя АО ФСК «Новый город».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,849	14,06	14,06	-	-
	Протяженность	м	270				
	Диаметр	мм	150				
	Тип прокладки	подземная, канальная					

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Центр управления перевозками Восточного полигона (ЦУП ВП). Блок №5.» на границе участка заявителя Вост.- Сиб. дирекция по кап. строительству - Дирекции по строительству сетей связи - филиала ПАО «РЖД»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	4,245	0,33	0,33	-	-
	Протяженность	м	5				
	Диаметр	мм	200				
	Тип прокладки	подземная, 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	43,99	-	-
	Протяженность	м	716				
	Диаметр	мм	250				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
<b>Реконструкция и строительство тепловых сетей для подключения мкр. «Современник»</b>							
Мероприятия, обеспечивающие техническую возможность подключения:				96,83	96,83	-	-
Реконструкция тепловой сети от ТП-3 до ТП-2 с Ду600 на Ду800 L= 465м	Протяженность	м	465	76,08	76,08	-	-
	Диаметр	мм	800				
	Тип прокладки	подземная, бесканальная					
	Протяженность	м	259				
Реконструкция тепловой сети от ТК-23Д-45-11 до ТК-23Д-45-15 с Ду200 на Ду300 L=259м	Диаметр	мм	300	20,75	20,75	-	-
	Протяженность	м	259				
	Тип прокладки	подземная, бесканальная					
	Протяженность	мм	300				
Мероприятия по строительству новой сети для подключения:				83,58	83,58	-	-
Строительство тепловой сети Ду300 L= 2300 м до границы земельного участка объекта	Протяженность	м	2300	83,58	83,58	-	-
	Диаметр	мм	300				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
	Протяженность	мм	300				
<b>Всего:</b>				<b>436,33</b>	<b>436,33</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения</b>							
Сети в собственности ООО «Байкальская энергетическая компания»				2 171,61	793,98	909,99	467,64
Реконструкция тепловой сети ТК-35Д до НПС «Релейная»				36,74	-	36,74	-
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей				2 134,86	793,97	873,25	467,64
Сети в собственности АО «Байкалэнерго»				9,50	-	9,50	-
Техническое перевооружение тепловой сети от ТК-0 до ТК-3 по ул. Нестерова 32 (ПИР)				1,38	1,38	-	-
Реконструкция тепловой сети от ТК-3 до ТК-0 по ул. Баррикад 54 Увеличение пропускной способности с Ду 200мм мм на Ду 250 мм (ПИР)				0,66	0,66	-	-
Техпереворужение тепловых сетей от ТК до жилых домов по ул. Баррикад 187,189, 189 а (ПИР)				0,30	0,30	-	-
Реконструкция ограждения, подпорной стенки, ливневой канализации на территории АТЦ по ул. Тухачевского 3а				6,00	6,00	-	-
Строительство автобуса на территории Летняя 2				9,50	-	-	9,50
<b>Итого:</b>				<b>4 370,55</b>	<b>1 596,29</b>	<b>1 829,48</b>	<b>944,78</b>
<b>Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки</b>							
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	10,80	10,80	-	-
	Диаметр	мм	150				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
	Протяженность	мм	150				
Техническое перевооружение ПНС «Луч Аэропорта» с заменой насосного оборудования				45,28	45,28	-	-
Реконструкция тепловой сети от ТК-2 до ТК-5П-4-3				94,23	8,20	86,03	-
Реконструкция тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7*п-1, тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7п-4				15,56	15,56	-	-
Реконструкция тепловой сети от ТК 67-7* до ТНС «Радужный»	Протяженность	м	200	11,24	11,24	-	-
	Диаметр	мм	300				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
	Протяженность	мм	300				
<b>Итого:</b>				<b>177,11</b>	<b>91,08</b>	<b>86,03</b>	<b>0,00</b>
<b>Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных по ул. Баррикад и закольцовке тепловых сетей Правобережного района</b>							
Мероприятия, обеспечивающие возможность закрытия котельных от тепловой сети по ул. Баррикад				297,19	297,19	-	-
<b>Строительство тепловой сети от тепловой магистрали по ул. Баррикад до ТК-23Д-25 со строительством НПС Ядринцева</b>							
2 ПК				400	1826	184,21	184,21
Строительство НПС «Лисиха-2»				44,99	44,99	-	-
Строительство тепломагистрали №4 «РК «Свердловская» Правый берег». Уч. от э/к «Лисиха» до ТК-32Д-8*				800; 600	129,87; 10	67,99	68
Строительство тепловой магистрали от ТК-7Е по улице Баррикад				669,50	-	427,66	241,84
1 ПК				600; 100	1952; 62	41,26	-
2 ПК				600;200; 150	368; 191; 322	152,62	-
3 ПК				600; 125	479; 81	119,86	-
4 ПК				600; 150	270; 85	70,24	-
5.1 ПК				400	265	84,94	-
7 ПК				250; 200; 150; 100	210,2; 900,8; 11,3; 66,6	133,87	-
8 ПК				125; 100; 65	339,5; 473;68	66,71	-
<b>Инвестиции на ЦТП.</b>				<b>124,69</b>	<b>35</b>	<b>50,12</b>	<b>39,48</b>
Напольная, 90 (котельная)				11,70	12	-	-
Баррикад, 159 (котельная)				11,70	12	-	-
Зимняя, 6а (котельная)				11,70	12	-	-
Ленская, 6 (котельная)				12,16	-	12,16	-
Баррикад, 145 (котельная)				12,65	-	13	-
Освобождения, 58 (котельная) (завод Сварщик)				12,65	-	13	-
Котельная завода Стройдеталь				12,65	-	13	-
Нестерова, 32 (котельная)				13,16	-	-	13,16
Нестерова,14 (котельная)				13,16	-	-	13,16
Радищева, 67 (котельная)				13,16	-	-	13,16
<b>Итого по проекту:</b>				<b>2182,76</b>	<b>664,57</b>	<b>955,55</b>	<b>562,64</b>
<b>Мероприятия по переводу котельных на Н-ИТЭЦ в части АО «Байкалэнерго»</b>							
Строительство распределительных сетей от кот. ул. Напольная, 90				9,98	9,98	-	-
Строительство распределительных сетей от кот. ул. Баррикад, 159				10,34	10,34	-	-
Строительство распределительных сетей от кот. ул.Зимняя,6				9,26	9,26	-	-

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
Итого:				29,58	-	-	
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,	34,53	34,53	-	-	
Строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них для теплоснабжения мкр. «Зеленый» от Н-ИТЭЦ							
Строительство тепловой сети на микрорайон «Зеленый»	300	4150, подземная	426,03	426,03	-	-	
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-42Е до ТК-44Е	500	249, подземная	24,82	24,82	-	-	
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-17Е до ТК-21Е	600	539, подземная	88,25	88,25	-	-	
Первооружение ПНС «Топкинская»			49,26	49,26	-	-	
Строительство тепловой сети для передачи тепловой нагрузки котельной 1-я Московская на котельную ул. Полярная 97							
Строительство тепловой сети от котельной ул. 1-я Московская 1 до ТК-3 ПР	100	880, подземная, канальная	29,01	29,01	-	-	
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 превышает 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:							
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	65269,00	65 269	-	-
	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 (УКЖКХТ и С АГО) Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/1213 от 04.05.2017) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,53	67219,00	67 219	-	-
	Протяженность	м	2100				
	Диаметр	мм	80				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
Итого, подключаемая тепловая нагрузка	Гкал/ч		6,318	132 488	132 488	-	-
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:							
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	2394,00	2 394	-	-
	Протяженность	м	60				
	Диаметр	мм	125				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
Строительство теплосети от ТК-10а вдоль автодороги №1 до гаража (объект АО «АНХ»). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (515-44/9126 от 07.11.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,5	2896,00	2 896	-	-
	Протяженность	м	60				
	Диаметр	мм	150				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
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	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,153	6274,00	6 274	-	-
	Протяженность	м	130				
	Диаметр	мм	150				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
Строительство тепловых сетей от УТ-14 по ул. Декабристам до оздоровительного комплекса (УКЖКХТ 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	28207,00	28 207	-	-
	Протяженность	м	420				
	Диаметр	мм	200				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
Итого подключаемая тепловая нагрузка	Гкал/ч		15,2792	39 771	39 771	-	-
Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей							
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	472 617	472 617	-	-
	Диаметр	мм					
	Тип прокладки	подземная, бесканальная	800				
Всего:				472 617	472 617	-	-
Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников							
Реконструкция тепловой магистрали ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ 10 от Точки А до НПС Мегет. Данное мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлического расчета и отражено в схеме теплоснабжения, главе № 5, табл 31, п.7.	Протяженность	м	1239,9	95 242	84 122	-	-
	Диаметр	мм	300				
	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, табл 4.2.1, п.2.	Протяженность		2145	321 188	256 188	-	-
	Диаметр		800				
	Тип прокладки						
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность		3054	61 044	45 802	-	-
	Диаметр		от 40 до 400				
	Тип прокладки						
Всего:				477 474	386 112	-	-
г. Железнодорожный-Илимский							
Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:							
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей							
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	3220	44404	44404	-	-
	Диаметр	мм	150-400				
г. Братск							
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:							

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
Строительство тепловой сети до объектов малозэтажного жилищного строительства. Мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства от 22.02.2018 №251- 07/554-21 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,71	476	476	-	-
	Протяженность	м	0				
	Диаметр	мм	0				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
Итого подключаемая тепловая нагрузка:	Гкал/ч		14,35	476	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	1228150	1228150	-	-
	диаметр	мм	1000				
	протяженность	м.п.	80				
	диаметр	мм	700	32656	32656	-	-
	протяженность	м.п.	20				
	диаметр	мм	700				
	протяженность	м.п.	2324				
	диаметр	мм	250				
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	54410	-	-
	диаметр	мм	400				
г. Усолье-Сибирское							
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей							
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	4867,6	143572	143572	-	-
	Диаметр	мм	500-800				
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	5392,69	60082	60082	-	-
	Диаметр	мм	50-500				

На период реализации СИПР 2022-2026 гг. предусматривается подключение новых потребителей со строительством тепловых сетей от точек подключения до границ земельных участков в г. Иркутске, г. Ангарске и г. 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 потребуются модернизация конденсационной станции для эффективной работы по теплофикационному графику.

#### 5. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Иркутской области

Расчеты электрических режимов выполнены на программном комплексе RastrWin. Из общего количества рассчитанных сценарно-режимных ситуаций были выделены наиболее показательные для характерных режимов, в которых наблюдается максимальная нагрузка элементов, либо отклонение режимных параметров от допустимых.

При выполнении расчетов электрических режимов энергосистемы Иркутской области на период 2022-2026 гг. учитывались:

- Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденного приказом Росстандарта от 19.11.2019 №1196-ст;

- «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;

- Приложение № 1 к Приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229;

- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937.

Согласно ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем» были рассмотрены следующие характерные режимы работы энергосистемы Иркутской области:

- зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения (-36 °С), далее по тексту – зимний режим максимальных нагрузок;
- зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения (-36 °С), далее по тексту – зимний режим минимальных нагрузок;
- зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (-5 °С), далее по тексту – зимний режим максимальных нагрузок (ГОСТ);
- зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (-5 °С), далее по тексту – зимний режим минимальных нагрузок (ГОСТ);
- летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) при температуре воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С (+25 °С), далее по тексту – летний режим максимальных нагрузок (ПЭВТ);
- летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+18 °С), далее по тексту – летний режим максимальных нагрузок;
- летний режим минимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+18 °С), далее по тексту – летний режим минимальных нагрузок.

Для определения предельных параметров суточного графика потребления мощности энергосистемы использованы коэффициенты соотношения:

- между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы в зимние сутки –  $K_{\text{зим}}^{\text{minimax}} = 0,921$ ;
- между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы в летние сутки –  $K_{\text{лето}}^{\text{minimax}} = 0,894$ ;
- между максимальным потреблением мощности энергосистемы в зимние сутки и максимальным потреблением мощности в летние сутки –  $K_{\text{лето/зима}} = 0,743$ .

Значения вышеуказанных коэффициентов соответствуют данным, размещенным на официальном сайте АО «СО ЕЭС» на момент разработки расчетных моделей.

Результаты расчетов приведены в Приложении В – в табличном виде (с описанием электроэнергетических режимов на 2022 год и 2026 год), в графическом виде.

#### 6. Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ и выше на период до 2026 года

С целью своевременного выявления ЦП 110 кВ и выше с ограничениями на технологическое присоединение с учетом заключенных договоров в энергосистеме Иркутской области на перспективный период до 2026 года произведен анализ загрузки данных центров питания.

Определение необходимой мощности трансформаторов в период 2022-2026 гг. произведено на основании данных о нагрузках трансформаторов в зимние и летние режимные дни 2018-2020 гг.

Расчет нагрузок ЦП произведен методом прямых электрических расчетов. При определении загрузки ЦП на перспективу учитывались:

- Коэффициенты реализации в зависимости от категории потребителей при оценке загрузки ЦП;
- ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем»;

- Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.

Источником исходной информации для анализа фактической загрузки трансформаторов являются контрольные замеры 2018-2020 гг. Длительно допустимая нагрузка трансформаторов приведена в соответствии с данными Приложения №1 к Приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 и составляет в зимний и летний периоды 120,0 % и 102,5 % – для трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более, 125,0 % и 121,6 % – для трансформаторов, срок эксплуатации которых не превышает 30 лет. Выбор мощности силовых трансформаторов осуществляется для следующих температурных условий:

- для зимнего режима – в соответствии с «Приложением А» к ГОСТ по расчету режимов;
- для летних режимов – в соответствии с подпунктом «В» пункта 5.3 ГОСТ по расчету режимов.

Для однострановых подстанций рассматривается нормальный режим работы. Для подстанций с несколькими трансформаторами рассматривается наиболее тяжелый режим работы при отключении одного из трансформаторов. Анализ загрузки ЦП представлен в таблице 6.1.1.









№ п/п	Производ- ственное отделение	Наименование ЦП	Класс напряжения т-ра, кВ	Сном, МВА	Год ввода т-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера		Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.	S, МВА	Дата за- мера	Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Дата наиболее тяжелой загрузки ЦП по дан- ным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АТП и договоров 2021-2026 гг., кВт	Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом									
						Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.	Дата за- мера									2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.					2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
185	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ ЗТО	110/35/6	25	1994	3,26	17.06.2020	1,2155	30,388	26,1	1,25	31,250	65,2	16.12.2020	1518,4	4,367	4,962	4,962	4,962	4,962	4,962	4,962	4,962	4,962	4,962	100,1	104,9	104,9	104,9	104,9	104,9	104,9	5,024	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом
186	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ	110/35/6	25	1994	3,26	17.06.2020	1,2155	30,388	26,1	1,25	31,250	65,2	16.12.2020	1518,4	20,670	21,265	21,265	21,265	21,265	21,265	21,265	21,265	21,265	21,265	100,1	104,9	104,9	104,9	104,9	104,9	104,9	5,024	Возможность перевода нагрузки, МВА
187	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Иваннинская	110/35/10	16	2007	0,00	20.06.2018	1,2155	16,397	23,8	1,25	19,200	70,0	16.12.2020	438,3	2,822	2,822	2,822	2,822	2,822	2,822	2,822	2,822	2,822	2,822	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	7,951	
188	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Карьерная	110/35/6	25	1995	0,00	20.06.2018	1,2155	10,248	45,2	1,25	12,000	65,2	19.12.2018	0,0	6,520	6,520	6,520	6,520	6,520	6,520	6,520	6,520	6,520	6,520	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	5,480	
189	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Кулупик	110/35/6	10	1972	0,00	20.06.2018	1,0248	10,248	30,6	1,2	12,000	112,3	16.12.2020	313,5	5,621	5,621	5,621	5,621	5,621	5,621	5,621	5,621	5,621	5,621	112,6	112,6	112,6	112,6	112,6	112,6	112,6	0,738	
190	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Лесозавод	110/35/10	20	1965	2,48	20.06.2018	1,0248	20,496	23,8	1,2	24,000	38,3	20.06.2018	658,0	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	15,659	
191	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Мирная	110/10/6	16	2007	0,05	19.06.2019	1,2155	19,448	0,3	1,25	20,000	0,6	19.06.2019	0,0	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	19,396		
192	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Новожилино	110/10/6	10	2000	0,00	17.06.2020	1,2155	10,248	57,6	1,25	12,000	102,3	16.12.2020	2064,5	5,88	6,009	6,009	6,009	6,009	6,009	6,009	6,009	6,009	6,009	104,8	104,9	104,9	104,9	104,9	104,9	104,9	1,513	
193	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Новоникитское	110/35/10	25	1990	4,79	17.06.2020	1,0248	25,620	29,8	1,2	30,000	84,1	16.12.2020	2529,9	0,00	0,175	0,187	0,187	0,187	0,187	0,187	0,187	0,187	0,187	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	8,590	
194	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Олеуполь	110/35/6	7,5	1964	0,00	20.06.2018	1,0248	7,686	42,5	1,2	9,000	41,4	20.06.2018	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	2,167		
195	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Пилонерская	110/10/6	25	1988	10,12	20.06.2018	1,0248	10,248	47,6	1,2	12,000	58,7	20.06.2018	300,0	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3	5,421		
196	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Прибрежная	110/35/6	40	2009	4,29	19.06.2019	1,2155	48,620	13,9	1,25	50,000	34,4	16.12.2020	5260,7	11,49	13,496	13,496	13,496	13,496	13,496	13,496	13,496	13,496	42,2	44,4	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	31,356		
197	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Промышленная	110/6	25	1988	0,00	19.06.2019	1,0248	25,620	40,5	1,2	30,000	39,3	19.06.2019	2312,0	0,00	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	15,022		
198	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ ПРП	110/10/6	10	2014	2,11	20.06.2018	1,0248	10,248	71,3	1,2	48,000	79,7	20.06.2018	4200,0	13,109	14,742	14,742	14,742	14,742	14,742	14,742	14,742	14,742	71,6	79,8	79,8	79,8	79,8	79,8	79,8	9,084		
199	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Цемзавод	110/35/6	60	1958	13,04	20.06.2018	1,0248	40,992	17,3	1,2	48,000	79,7	20.06.2018	4200,0	15,533	17,166	17,166	17,166	17,166	17,166	17,166	17,166	17,166	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	13,046		
200	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Юбилейная	110/6	16	1988	0,09	19.06.2019	1,0248	16,397	17,1	1,2	19,200	38,5	19.12.2018	0,0	3,219	3,219	3,219	3,219	3,219	3,219	3,219	3,219	3,219	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	13,046		
201	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 220 кВ Бай- кальская (220 кВ)	220/110/10	63	1997	0,00	20.06.2018	1,2155	76,577	0,0	1,25	78,750	0,2	20.06.2018	1924,0	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	76,193		
202	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 220 кВ Бай- кальская (110 кВ)	110/6	10	1975	4,83	20.06.2018	1,0248	10,248	48,3	1,2	12,000	91,9	18.12.2019	0,0	9,192	9,192	9,192	9,192	9,192	9,192	9,192	9,192	9,192	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	2,808		
203	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 220 кВ БЦБК	220/35/6	40	1984	8,36	17.06.2020	1,0248	40,992	35,1	1,2	48,000	66,6	18.12.2019	4240,1	12,285	15,047	15,047	15,047	15,047	15,047	15,047	15,047	15,047	71,5	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	13,857		
204	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Бытовья	220/10/10	63	2016	10,06	20.06.2018	1,2155	76,577	35,0	1,25	78,750	76,0	16.12.2020	12898,0	20,473	21,804	21,804	21,804	21,804	21,804	21,804	21,804	21,804	91,3	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	18,568		
205	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Малая Ельня	220/35/10	40	2020	0,00	20.06.2018	1,2155	48,620	0,0	1,25	50,000	17,2	16.12.2020	445,0	6,345	6,345	6,345	6,345	6,345	6,345	6,345	6,345	6,345	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	64,0	24,414		
206	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Светлая	220/35/10	40	2019	1,56	20.06.2018	1,2155	48,620	28,9	1,25	50,000	0,0	20.06.2018	1950,0	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	35,800		
207	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 220 кВ Шелехово	220/10/10	200,001	1979	159,18	20.06.2018	1,0248	409,9220496	80,7	1,2	480,0024	82,1	20.06.2018	0,0	159,176	159,176	159,176	159,176	159,176	159,176	159,176	159,176	80,7075	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	87,090			
208	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 220 кВ Шелехово (220 кВ)	220/10/10	200,001	1970	2,01	20.06.2018	1,0248	172,19	172,19	1,2	480,0024	82,1	20.06.2018	0,0	2,011	2,011	2,011	2,011	2,011	2,011	2,011	2,011	80,7075	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	87,090			
209	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 220 кВ Шелехово (110 кВ)	110/10/6	210	1992	164,65	20.06.2018	1,2155	255,255	78,4	1,25	262,500	77,1	20.06.2018	471,5	162,01	164,697	164,697	164,697	164,697	164,697	164,697	164,697	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	90,509			
210	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	Шелехово (110 кВ)	110/10/6	80	1980	20,61	20.06.2018	1,0248	81,984	50,2	1,2	96,000	57,2	20.06.2018	471,5	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	41,694			
211	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Березовая	110/10/6	25	2011	12,02	20.06.2018	1,2155	30,388	122,2	1,25	31,250	184,1	16.12.2020	12054,5	28,117	28,119	28,119	28,119	28,119	28,119	28,119	28,119	197,7	197,7	197,7	197,7	197,7	197,7	197,7	19,000	0,82 (письмо № 06.060-07-4.23-1135 от 26.03.2021)		
212	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Глазово	110/10/6	40	2002	6,37	20.06.2018	1,2155	48,620	39,2	1,25	50,000	72,1	16.12.2020	3682,4	15,294	15,367	15,367	15,367	15,367	15,367	15,367	15,367	76,8	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	19,136			
213	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Горд- ская (ПО ЮЭС)	110/10/10	40	2009	12,52	20.06.2018	1,2155	48,620	45,0	1,25	50,000	72,7	18.12.2019	3122,8	22,341	22,342	22,342	22,342	22,342	22,342	22,342	22,342	74,3	74,3	74,3	74,3	74,3	74,3	74,3	20,284			
214	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Ерши	110/35/6	10	1999	4,40	20.06.2018	1,2155	22,403	43,2	1,25	24,5	89,5	16.12.2020	4485,8	5,903	5,904	5,904	5															

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ЦП	Наименование тр-ра	Класс напряжения тр-ра, кВ	Sном, МВА	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера		День зимнего контрольного замера		Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительности допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АТП и договоров 2021-2026 гг., кВт	Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА		
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.	Дата замера	S, МВА	Дата замера			Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.	Дата замера	S, МВА	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.			2026 г.	2021 г.
250	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ИАЗ	Т-1	110/6	25	2011	12,33	20.06.2018	1,2155	18,94	16.12.2020	0,0	18,940	18,940	81,54	81,5	81,5	81,5	81,5	81,5	81,5	21,730		
251			Т-2	110/6	25	2013	11,02	20.06.2018	1,2155	12,93	16.12.2020	0,0	12,930	12,930	81,5	81,5	81,5	81,5	81,5	81,5	81,5	16,043		
252			Т-3	110/10/6	25	2006	3,44	17.06.2020	1,2155	8,90	18.12.2019	1200,0	8,900	8,900	176,7	179,5	182,5	189,2	189,2	189,2	189,2	0,000		
253	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Изумрудная	Т-1	110/35/10	25	2010	9,58	20.06.2018	1,2155	24,30	18.12.2019	115,0	24,499	24,697	25,076	25,907	25,907	25,907	25,907	25,907	25,907	30,639		
254			Т-2	110/35/10	25	2010	9,96	20.06.2018	1,2155	19,78	18.12.2019	3438,2	19,979	20,177	20,556	21,387	21,387	21,387	21,387	21,387	21,387	30,639		
255	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Искра	Т-1	110/6	16	1975	0,87	20.06.2018	1,0248	0,00	19.12.2018	115,0	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,000		
256			Т-2	110/6	10	1966	0,11	20.06.2018	1,0248	3,72	19.12.2018	115,0	3,722	3,722	3,722	3,722	3,722	3,722	3,722	3,722	3,722	0,000		
257	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Кировская	Т-1	110/35/6	40	1968	14,87	20.06.2018	1,0248	22,07	18.12.2019	0,0	25,964	29,427	29,454	29,583	30,639	30,639	30,639	30,639	30,639	3,580		
258			Т-2	110/35/6	40	1971	10,60	20.06.2018	1,0248	17,11	18.12.2019	0,0	21,004	24,467	24,494	24,623	25,679	25,679	25,679	25,679	25,679	3,580		
259	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Кировская	Т-3	110/6	40	1988	9,87	17.06.2020	1,0248	16,84	18.12.2019	0,0	16,840	16,840	16,840	16,840	16,840	16,840	16,840	16,840	16,840	31,160		
260	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Летняя	Т-1	110/35/10	16	1977	13,59	20.06.2018	1,0248	20,05	16.12.2020	6410,0	21,346	21,346	21,346	21,346	21,346	21,346	21,346	21,346	21,346	18,861		
261			Т-2	110/35/10	16	1977	10,47	16.12.2020	1,0248	15,42	16.12.2020	6410,0	16,716	16,716	16,716	16,716	16,716	16,716	16,716	16,716	16,716	18,861		
262	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Луговая	Т-1	110/10	25	1983	10,63	17.06.2020	1,0248	22,62	16.12.2020	7178,5	23,414	23,414	23,414	23,414	23,414	23,414	23,414	23,414	23,414	9,719		
263			Т-2	110/10	25	1983	7,89	17.06.2020	1,0248	15,51	16.12.2020	7178,5	16,306	16,306	16,306	16,306	16,306	16,306	16,306	16,306	16,306	0,000		
264	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Мельниково	Т-1	110/35/6	40	2016	10,82	20.06.2018	1,2155	21,46	16.12.2020	3360,9	21,749	21,750	21,750	21,750	21,750	21,750	21,750	21,750	21,750	18,270		
265			Т-2	110/35/6	40	2017	11,88	20.06.2018	1,2155	9,69	16.12.2020	3360,9	9,979	9,980	9,980	9,980	9,980	9,980	9,980	9,980	9,980	18,270		
266			Т-3	110/10/6	25	1987	12,03	20.06.2018	1,0248	23,94	16.12.2020	0,0	23,940	23,940	23,940	23,940	23,940	23,940	23,940	23,940	23,940	10,780		
267	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Мельниково	Т-4	110/10/6	25	1980	10,72	20.06.2018	1,0248	16,80	16.12.2020	0,0	16,800	16,800	16,800	16,800	16,800	16,800	16,800	16,800	16,800	10,780		
268	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Молодежная	Т-1	110/10	10	2011	3,55	20.06.2018	1,2155	3,90	16.12.2020	1420,0	4,016	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	3,126		
269			Т-2	110/10	10	1984	2,64	20.06.2018	1,0248	3,06	16.12.2020	1420,0	3,104	3,105	3,105	3,105	3,105	3,105	3,105	3,105	3,105	3,126		
270	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Нагорная	Т-1	110/35/6	25	1970	8,97	20.06.2018	1,0248	16,79	19.12.2018	10909,8	17,981	17,981	17,981	17,981	17,981	17,981	17,981	17,981	17,981	2,399		
271			Т-2	110/35/6	25	1970	6,77	20.06.2018	1,0248	8,42	19.12.2018	10909,8	9,620	9,620	9,620	9,620	9,620	9,620	9,620	9,620	9,620	2,399		
272	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Октябрьская	Т-1	110/35/6	20	1968	2,67	17.06.2020	1,0248	6,47	16.12.2020	1992,5	6,605	6,605	6,605	6,605	6,605	6,605	6,605	6,605	6,605	18,594		
273			Т-2	110/6	15	1968	4,87	17.06.2020	1,0248	5,20	16.12.2020	1992,5	5,335	5,335	5,335	5,335	5,335	5,335	5,335	5,335	5,335	18,594		
274			Т-3	110/6	16	1979	4,83	17.06.2020	1,0248	6,53	16.12.2020	1992,5	6,665	6,665	6,665	6,665	6,665	6,665	6,665	6,665	6,665	18,594		

Продолжение в № 55

## ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Местная религиозная организация православный приход Храма во имя преподобного Серафима Саровского г. Ангарска Иркутской обл. Иркутской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат) совместно с отделом экологии и лесного контроля управления по общественной безопасности администрации АГО (в соответствии с Федеральным законом от 23.11.1995 г. № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 г. № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации»), уведомляет о начале общественных обсуждений на этапе представления первоначальной информации по объекту государственной экологической экспертизы: «Православный храм во имя Преподобного Серафима Саровского», в соответствии с утвержденным техническим заданием по оценке воздействия на окружающую среду (далее-ОВОС) на этапе проведения оценки воздействия на окружающую среду и подготовки обосновывающей документации, а именно инженерных изысканий, проектной документации и предварительного варианта материалов по ОВОС от намечаемой хозяйственной и иной деятельности.

Наименование, цель и месторасположение намечаемой деятельности: «Православный храм во имя Преподобного Серафима Саровского» предусмотрено для строительства и последующей эксплуатации православного храма, расположенного по адресу: Иркутская область, Ангарский городской округ, г. Ангарск, ул. Пойменная, в 30 метрах севернее парка ДК «Современник».

Наименование и адрес заказчика или его представителя: Местная религиозная организация православный приход Храма во имя преподобного Серафима Саровского г. Ангарска Иркутской обл. Иркутской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат) Юридический адрес: 665824, Иркутская обл., г. Ангарск, 207/210квартал, д. 18, кв.75.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду: март - июнь 2021 года.

Орган, ответственный за организацию общественного обсуждения: Отдел экологии и лесного контроля управления по общественной безопасности администрации АГО, адрес: Иркутская область, г. Ангарск, 59 квартал, дом 4 (ул. К. Маркса, 19), кабинет 333, тел. 8(3955)526016, совместно с заказчиком или его представителем.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний.

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технического задания по ОВОС и предварительного варианта материалов ОВОС, в том числе: инженерные изыскания, утвержденное техническое задание по ОВОС, проектная документация, предварительный вариант материалов ОВОС и журнал учета предложений и замечаний по объекту: «Православный храм во имя Преподобного Серафима Саровского» доступны в течение 30 дней с момента настоящей публикации и в течение 30 дней после окончания общественного обсуждения, для ознакомления и направления замечаний и предложений по адресам:

- 665830, Иркутская область, г. Ангарск, 59 квартал, дом 4 (ул. К. Маркса, 19), кабинет 333, тел. 8 (3955)526016, 504161, понедельник – пятница с 9-00 до 17-00, обед с 13-00 до 14-00 (местное время);

- на официальном сайте Ангарского городского округа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (<https://angarsk-adm.ru/gorodskoy-okrug/ekologiya/obshchestvennye-obsuzhdeniya/zaplanirovannyye-obsuzhdeniya.php>).

- ООО «Главпроект», адрес: адрес: 665832, Иркутская обл., г. Ангарск, 6 м-он, д.3, оф.1, тел.: 8-395-5 614-800, 8-908-6-515-174, с 9-00 до 17-00 часов (местное время);

Общественные обсуждения по объекту государственной экологической экспертизы «Православный храм во имя Преподобного Серафима Саровского» назначены на 28 июня 2021 г. в 11:00 часов, в здании администрации АГО, по адресу г. Ангарск, 59 квартал, дом 4 (ул. К. Маркса, 19), кабинет 401 (зал заседаний).

Результат общественных обсуждений: предварительный вариант материалов по ОВОС. Исполнитель работ по ОВОС: ООО «Главпроект», адрес: адрес: 665832, Иркутская обл., г. Ангарск, 6 м-он, д.3, оф.1, тел.: 8-395-5 614-800, 8-908-6-515-174, с 9-00 до 17-00 часов (местное время).

## МИНИСТЕРСТВО ПО МОЛОДЕЖНОЙ ПОЛИТИКЕ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

### П Р И К А З

12 мая 2021 года

№ 17-мп

**О внесении изменений в пункт 28 Положения о проведении областного конкурса кабинетов профилактики социально-негативных явлений в организациях, осуществляющих образовательную деятельность по образовательным программам среднего профессионального и высшего образования, основным программам профессионального обучения и по дополнительным профессиональным программам**

Руководствуясь Положением о министерстве по молодежной политике Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 16 марта 2016 года № 131-пп, статьей 21 Устава Иркутской области,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Внести в пункт 28 Положения о проведении областного конкурса кабинетов профилактики социально-негативных явлений в организациях, осуществляющих образовательную деятельность по образовательным программам среднего профессионального и высшего образования, основным программам профессионального обучения и по дополнительным профессиональным программам, утвержденному приказом министерства по молодежной политике Иркутской области от 9 сентября 2019 года № 50-мп, следующие изменения:

- 1) в абзаце втором слова «15 тысяч» заменить словами «13 тысяч 500»;
- 2) в абзаце третьем слова «10 тысяч» заменить словами «8 тысяч 500»;
- 3) в абзаце четвертом слова «5 тысяч» заменить словами «3 тысячи 500».

2. Настоящий приказ 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).

3. Настоящий приказ вступает в силу со дня его официального опубликования.

Министр М.М. Цыганова

## ОБЪЯВЛЕНИЯ ОБ УТЕРЕ ДОКУМЕНТОВ

■ Утерянный аттестат (серия 38ББ номер 0068472) об основном общем образовании (9 классов), выданный 18 июня 2009 года МОУ СОШ № 34 г. Иркутска на имя Батура Антона Сергеевича, считать недействительным.

■ Утерянный аттестат (серия 03824 № 000927332) о среднем (полном) общем образовании (11 классов), выданный в 2015 г. МБОУ г. Иркутска СОШ № 40 на имя Гробштан Яны Валерьевны, считать недействительным.

■ Утерянный аттестат № 4486845 об основном общем образовании (11 классов), выданный 17.06.2000 г. Вечерней (сменной) образовательной школой на имя Ибрашева Александра Амирхановича, считать недействительным.

■ Утерянный аттестат (серия 38Б13 № 0007899) об основном общем образовании (9 классов), выданный в 2020 г. МБОУ г. Иркутска ЦО № 10 на имя Шведовой Ольги Ивановны, считать недействительным.

## ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Восточно-Сибирская дирекция по капитальному строительству - структурное подразделение Дирекции по строительству сетей связи - филиала ОАО «РЖД» (Заказчик) совместно с отделом экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска в соответствии с Федеральным законом от 23.11.1995 №174-ФЗ «Об экологической экспертизе», «Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», утвержденным приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 уведомляет о начале общественных обсуждений на этапе уведомления, предварительной оценки и составления технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду (далее ТЗ на ОВОС) по объекту государственной экологической экспертизы проектной документации «Развитие инфраструктуры складского комплекса на ст. Иркутск-Пассажирский. Административно-хозяйственный центр» II этап строительства. Центр кинологической службы.

Название намечаемой деятельности: «Развитие инфраструктуры складского комплекса на ст. Иркутск-Пассажирский. Административно-хозяйственный центр» II этап строительства. Центр кинологической службы.

Цель намечаемой деятельности: Строительство центра кинологической службы.

Месторасположение намечаемой деятельности: г. Иркутск, Ленинский административный округ, ст. Военный городок, на участках с кадастровыми номерами 38:36:000001:789, 38:36:000002:233.

Наименование и адрес заказчика: Восточно-Сибирская дирекция по капитальному строительству - структурное подразделение Дирекции по строительству сетей связи - филиала ОАО «РЖД» (юридический адрес: 107174, г. Москва, ул. Новая Басманная, д.2), фактический адрес: 664007 г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 59, тел. 8(3952)64-47-04, e-mail: dks\_GrebshnikovaYU@esrr.ru, ОГРН 1037739877295, ИНН 7708503727.

Орган, ответственный за организацию общественных обсуждений: Отдел экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска, адрес: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10, тел.: 8(3952) 52-04-24, совместно с Заказчиком.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду – май 2021 г - октябрь 2021 г.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний (в режиме онлайн-конференции).

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технического задания, предварительных материалов ОВОС по объекту для ознакомления и направления замечаний и предложений: г. Иркутск, ул. К. Маркса, д.40, к.1, бизнес-центр Sobranie, каб.410 (в рабочие дни с 8:00 до 17:00, обед с 12:00 до 13:00), в течение 30 дней со дня опубликования информации. Доступ к ТЗ на ОВОС заинтересованной общественности и других участников процесса оценки воздействия на окружающую среду обеспечивается с момента его утверждения и до окончания процесса ОВОС.

Общественные обсуждения в форме слушаний ТЗ на ОВОС по объекту государственной экологической экспертизы проектной документации «Развитие инфраструктуры складского комплекса на ст. Иркутск-Пассажирский. Административно-хозяйственный центр» II этап строительства. Центр кинологической службы назначены на 25.06.2021 г в 11:00 в отделе экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска по адресу: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10.

Исполнитель работ по ОВОС: «Иркутскжелдорпроект» - филиал АО «Росжелдорпроект», ОГРН 1067746172977, ИНН 7708587910, юр. адрес: 127051, г. Москва, Малая Сухарева площадь, д. 10, тел. 8(3952) 64-50-06\*69673.

Информация о проведении общественных обсуждений в режиме онлайн-конференции и способе принятия участия дополнительно размещена на официальном сайте администрации г. Иркутска <http://admirk.ru>.

## ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

ООО «ИркутскЭнергоПроект» совместно с администрацией г. Иркутска (в соответствии с Федеральным законом № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», Постановлением г. Иркутска от 30.10.2014 № 031-06-1300/14 «О порядке организации общественных обсуждений намечаемой хозяйственной и иной деятельности, которая подлежит экологической экспертизе и которую предполагается осуществлять на территории г. Иркутска») уведомляет о начале общественных обсуждений на этапе представления первоначальной информации по объекту государственной экологической экспертизы: «Тепловая сеть от участка тепловой сети между ТК-5-17 и ТК-5-18 до границы земельного участка с кадастровым номером 38:36:000005:24», а именно разработку технического задания по оценке воздействия на окружающую среду, входящего в состав предварительных материалов оценки воздействия на окружающую среду, технического задания на выполнение инженерных изысканий и технического задания на разработку проектной документации (далее - Техническое задание).

Наименование, цель и месторасположение намечаемой деятельности: проектом «Тепловая сеть от участка тепловой сети между ТК-5-17 и ТК-5-18 до границы земельного участка с кадастровым номером 38:36:000005:24» предусмотрено подключение (технологическое присоединение) к сетям инженерно-технического обеспечения объекта капитального строительства «Гараж», расположенного по адресу: г. Иркутск, Ленинский район, ст. Горка.

Наименование и адрес заказчика или его представителя: ООО «Байкальская энергетическая компания», филиал Ново-Иркутская ТЭЦ, 664043, г. Иркутск, бул. Рябикова, 67. Разработчик проектной документации: ООО «ИркутскЭнергоПроект», 664056, г. Иркутск, ул. Безбокова, д.2, помещение 11.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду: май - июль 2021 года.

Орган, ответственный за организацию общественного обсуждения: отдел экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска, адрес: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10, тел.: 8(3952) 52-04-24, совместно с заказчиком или его представителем.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний с возможностью формата онлайн-конференции.

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технических заданий по объекту: «Тепловая сеть от участка тепловой сети между ТК-5-17 и ТК-5-18 до границы земельного участка с кадастровым номером 38:36:000005:24» доступны для ознакомления и направления замечаний и предложений по адресам: г. Иркутск, ул. Безбокова, д.2, помещение 11 и г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10 с 9-00 до 17-00 часов с даты настоящей публикации до момента принятия решения о реализации намечаемой деятельности.

Общественные обсуждения по объекту государственной экологической экспертизы: «Тепловая сеть от участка тепловой сети между ТК-5-17 и ТК-5-18 до границы земельного участка с кадастровым номером 38:36:000005:24» назначены на 29 июня 2021 г. в 11:00 часов, в отделе экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска по адресу: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 04.02.2021 г. № 109 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2020 г. № 440», информация о проведении общественных обсуждений в режиме онлайн-конференции и способе принятия участия дополнительно размещены на официальном сайте администрации г. Иркутска <http://admirk.ru>.

## ОБЪЯВЛЕНИЕ О ВАКАНСИЯХ

«В соответствии с Законом Российской Федерации от 26 июня 1992 года № 3132-1 «О статусе судей в Российской Федерации» квалификационная коллегия судей Иркутской области объявляет об открытии вакантных должностей:

- судьи Иркутского областного суда – 1 вакансия;
- председателя Усть-Кутского городского суда Иркутской области – 1 вакансия;
- заместителя председателя Иркутского районного суда Иркутской области – 1 вакансия;
- судьи Куйбышевского районного суда г. Иркутска – 1 вакансия;
- судьи Нижнеудинского городского суда Иркутской области – 1 вакансия;
- судьи Усольского городского суда Иркутской области – 1 вакансия;
- мирового судьи судебного участка № 18 Свердловского округа г. Иркутска – 1 вакансия;
- мирового судьи судебного участка № 33 г. Ангарска Иркутской области – 1 вакансия;
- мирового судьи судебного участка № 52 Братского района Иркутской области – 1 вакансия;
- мирового судьи судебного участка № 53 Братского района Иркутской области – 1 вакансия;
- мирового судьи судебного участка № 85 г. Тайшета и Тайшетского района Иркутской области – 1 вакансия;
- мирового судьи судебного участка № 86 г. Тайшета и Тайшетского района Иркутской области – 1 вакансия;
- мирового судьи судебного участка № 96 г.Усолье-Сибирское и Усольского района Иркутской области-1 вакансия;
- мирового судьи судебного участка № 104 г.Усть-Илимска и Усть-Илимского района Иркутской области-1 вакансия.

Заявления и документы, перечисленные в пункте 6 статьи 5 вышеназванного Закона, принимаются от претендентов по рабочим дням с 10.00 до 16.00 по адресу: г. Иркутск, ул. Партизанская, 136 А, кабинет 405.

Последний день приема документов 21 июня 2021 года.

Заявления и документы, поступившие после указанного срока, к рассмотрению не принимаются».

## ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ СОБРАНИЕ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ ПОСТАНОВЛЕНИЕ

21.04.2021

№ 42/4-3С

### О назначении Мостового Н.В. представителем Законодательного Собрания Иркутской области в квалификационную комиссию при Адвокатской палате Иркутской области

В соответствии со статьей 7 Закона Иркутской области от 13 ноября 2002 года № 52-оз «О порядке избрания и досрочного прекращения полномочий представителей Законодательного Собрания Иркутской области в квалификационную комиссию при Адвокатской палате Иркутской области» Законодательное Собрание Иркутской области ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Назначить представителем Законодательного Собрания Иркутской области в квалификационную комиссию при Адвокатской палате Иркутской области Мостового Николая Васильевича.

2. Настоящее постановление подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», в сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» ([www.ogirk.ru](http://www.ogirk.ru)).

Председатель Законодательного Собрания Иркутской области  
А.В. Ведерников

## ОБЪЯВЛЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Акционерное общество «Ангарская нефтехимическая компания» (АО «АНХК»), совместно с администрацией Ангарского городского округа (в соответствии с Федеральным законом № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации») уведомляет о начале общественных обсуждений на этапе проведения оценки воздействия на окружающую среду и подготовки обосновывающих материалов по объекту государственной экологической экспертизы «Строительство кабельных сетей 35кВ на территории НПЗ», а именно разработку технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду, входящего в состав предварительных материалов оценки воздействия на окружающую среду.

Название, цель и месторасположение намечаемой деятельности: вновь проектируемые кабельные линии 35 кВ объекта «Строительство кабельных сетей 35кВ на территории НПЗ» предназначены для внешнего электроснабжения по напряжению 35 кВ существующих подстанций, расположенных на территории АО «АНХК», ЦРП-1 (объект 77/1), ЦРП-4 (объект 77/4), ЦРП-5 (объект 77/5), ЦРП-6 (объект 77/6) и ЦРП-8 (объект 77/8). Строительство намечается по адресу: Иркутская область, г. Ангарск, территория АО «АНХК» НПЗ, Второй промышленный массив, квартала 1, 1а, 01н, 1н, 2н, 3н, 4н, 39н, 40н, 42н, 43н, 5н, 6н, 7н, 8н, 9н, 10н, 10н, 11н, 13н, 14н, 16н, 17н, 18н, 19н, 20н, 21н, 22н, 23н, 24н, 25-30н, 26н, 28н, 29н, 31н, 32н, 33н, 35н, 36н, 41н, 38н, 15н южнее автодороги 15. Кадастровые номера участков 38:26:041301:136, 38:26:041301:47, 38:26:041301:38, 38:26:041301:38, 38:26:041301:41, 38:26:041301:32, 38:26:041301:43, 38:26:041301:39.

Наименование и адрес заказчика или его представителя: АО «АНХК», 665830, Иркутская обл., г. Ангарск, генеральный директор Зеленский К.В.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду: май – декабрь 2021 года.

Орган, ответственный за организацию общественного обсуждения: Администрация Ангарского городского округа, 665830, Иркутская область, г. Ангарск, ул. Карла Маркса, дом 19, кабинет 401 (зал заседаний), совместно с заказчиком или его представителем.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний.

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технического задания: Техническое задание на проведение оценки воздействия на окружающую среду объекта «Строительство кабельных сетей 35кВ на территории НПЗ» доступно для ознакомления и направления замечаний и предложений по адресу:

- 665830, Иркутская область, г. Ангарск, ул. Карла Маркса, дом 19, кабинет 333 с 9-00 до 17-00 часов с даты настоящей публикации до момента принятия решения о реализации намечаемой деятельности.

- официальный сайт администрации АГО: <https://angarsk-adm.ru/gorodskoy-okrug/ekologiya/obshchestvennyye-obsuzhdeniya/zaplanirovannyye-obsuzhdeniya.php>

Принятие от граждан и общественных организаций замечаний и предложений в письменном виде с указанием Ф.И.О. к техническому заданию обеспечивается Заказчиком в течение 30 дней с момента публикации данного объявления.

Общественные обсуждения по объекту государственной экологической экспертизы «Строительство кабельных сетей 35кВ на территории НПЗ» назначены на 25 июня 2021 г. в 11:00 часов, в здании администрации Ангарского городского округа по адресу: 665830, Иркутская область, г. Ангарск, ул. Карла Маркса, дом 19, кабинет 401 (зал заседаний).

Результатом общественных обсуждений будет утверждение технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду.

Исполнитель работ по ОВОС: Акционерное общество «Ангарскнефтехимпроект», адрес: 665835, Иркутская область, г. Ангарск, ул. Чайковского, д. 58, Тел. (3955) 67-67-30.