



ГУБЕРНАТОР ЗАБАЙКАЛЬСКОГО КРАЯ
РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 30 апреля 2020 года

г. Чита

~ 194-р

**Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики
Забайкальского края на 2021-2025 годы**

В соответствии с пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823:

Утвердить прилагаемые схему и программу развития электроэнергетики Забайкальского края на 2021-2025 годы.

Исполняющий обязанности
заместителя председателя
Правительства Забайкальского края



Г.А.Гусев



УТВЕРЖДЕНЫ

распоряжением Губернатора
Забайкальского края

от 30 апреля 2020 года № 194-р

**Схема и программа развития электроэнергетики
Забайкальского края на 2021-2025 годы**

Содержание

Введение.....	5
1. Анализ текущего состояния экономики и энергетики Забайкальского края	8
1.1. Общая характеристика Забайкальского края	8
1.2. Электроэнергетика Забайкальского края.....	17
1.2.1. Отчетная динамика потребления электроэнергии в регионе и изменения максимума нагрузки энергосистемы по основным группам потребителей....	20
1.2.2. Структура установленной мощности и выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.....	23
1.2.3. Отчетные балансы электрической мощности и энергии	26
1.2.4. Состав и структура электрической сети 35 кВ и выше Забайкальского края, межсистемных и межгосударственных связей региональной энергосистемы	29
1.2.5. Особенности функционирования энергосистемы региона, проблемы и «узкие места».....	34
1.3. Характеристика объектов и систем теплоснабжения Забайкальского края	37
1.3.1. Теплопотребление в регионе и структура отпуска тепловой энергии основными теплоисточниками	37
1.3.2. Анализ эффективности и проблем систем теплоснабжения в муниципальных образованиях Забайкальского края	41
1.4. Единый топливный баланс Забайкальского края и динамика показателей энергоэффективности в регионе.....	44
1.5. Выводы.....	49
2. Перспективы развития электроэнергетики Забайкальского края	52
2.1. Сценарии спроса на электрическую энергию с учетом перспективных проектов развития в регионе и заявок на технологическое присоединение...	53
2.2. Мероприятия по развитию генерирующих мощностей на перспективу до 2025 года	57
2.3. Перспективные балансы электрической мощности и электроэнергии Забайкальского края на 2020-2024 годы.....	60
2.4. Формирование перечня объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше, планируемых к вводу до 2024 года	66
2.5. Проекты присоединения изолированных энергоузлов и муниципальных образований к энергосистеме Забайкальского края	72
2.6. Перспективы развития энергоисточников на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).....	76

2.7. Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов.....	78
2.7.1. Предложения по повышению надежности электроснабжения потребителей и усилению электрической сети 35 кВ и выше	80
2.7.2. Обоснование мероприятий по снижению потерь электрической энергии и регулированию напряжения в узлах	84
2.7.3. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше. Рекомендации по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности	85
2.7.4. Оценка уровней токов короткого замыкания на ПС 35 кВ и выше на перспективу до 2025 года.....	85
2.8. Выводы.....	85
3. Развитие систем теплоснабжения в Забайкальском крае и оценка потребности в топливных ресурсах	88
3.1. Прогноз потребления и необходимого производства тепловой энергии в регионе	88
3.2. Анализ схем развития и предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения в муниципалитетах региона.....	90
3.3. Оценка потребности в топливе для производства электрической и тепловой энергии в Забайкальском крае	102
3.4. Выводы.....	105
Заключение	106
Приложение 1.	109
Приложение 2.	118
Приложение 3.	120
Приложение 4.	121
Приложение 5.	122
Приложение 6.	123
Приложение 7.	125
Приложение 8.	125
Приложение 9.	132
Приложение 10.	133

Введение

Настоящая работа «Схема и программа развития электроэнергетики Забайкальского края на 2021-2025 годы» (далее – СиПР) выполнена Министерством жилищно-коммунального хозяйства, энергетики, цифровизации и связи Забайкальского края Министерством территориального развития Забайкальского края в соответствии с техническим заданием на выполнение работы «Схема и программа развития электроэнергетики Забайкальского края на 2021-2025 годы» от 11 февраля 2020 года.

Основанием для выполнения работы является постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

СиПР выполнена с учетом следующих *нормативно-методических материалов*:

– Методических рекомендаций по разработке Схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (приложение к Протоколу совещания № АШ-369пр);

– Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 № 281;

– Требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем», утвержденными Приказом Минэнерго РФ от 03.08.2018 № 630.

Основными *целями* работы по разработке СиПР являются:

– разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики Забайкальского края;

– обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей Забайкальского края для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на 2021–2025 годы с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспективы развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы;

– обоснование направлений развития генерирующих источников, в том числе источников когенерации;

– разработка рекомендаций по объемам и срокам реконструкции действующих электросетевых объектов, по новому электросетевому строительству для каждого года на период 2021–2025 годы;

– разработка основных направлений развития систем централизованного теплоснабжения на территории Забайкальского края.

Основные задачи работы:

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

– разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 35 кВ и выше по ЭС (по объемам и срокам реконструкции действующих и вводам новых электросетевых объектов) по годам на пятилетний период для обеспечения надёжного функционирования в долгосрочной перспективе;

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

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

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

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

В качестве *исходных данных и условий* для разработки СиПР использованы материалы:

– проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы;

– Схемы и программы развития Забайкальского края на период 2020-2024 годы, утвержденной распоряжением Губернатора Забайкальского края от 30 апреля 2019 года № 187-р;

– утвержденных в установленном порядке инвестиционных проектов и программ развития ПАО «ТГК-14», ПАО «МРСК Сибири», Забайкальской железной дороги – филиала ОАО «РЖД», филиала «Забайкальский» АО «Оборонэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС»;

– поступивших в филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири заявок на осуществление технологического присоединения электроустановок юридических (физических) лиц к электрическим сетям;

– Стратегии социально-экономического развития Забайкальского края на период до 2030 года, утвержденной постановлением Правительства Забайкальского края от 26 декабря 2013 года № 586, а также предложений органов исполнительной власти Забайкальского края о планируемых инвестиционных проектах на территории региона;

– предложений АО «СО ЕЭС», сетевых организаций, генерирующих компаний и органов исполнительной власти Забайкальского края по развитию электрических сетей и объектов генерации,

– а также иных материалов, руководящих и распорядительных документов, предусмотренных Техническим заданием и использованных в работе.

СиПР включает в себя следующие основные разделы:

1. Анализ текущего состояния экономики и энергетики Забайкальского края с описанием фактической ситуации в сфере электро- и теплоэнергетики, обозначением узких мест в энергосистеме и мероприятий по их устранению.

2. Перспективы развития электроэнергетики Забайкальского края с разработкой мероприятий по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Забайкальского края для двух сценариев развития экономики и энергопотребления (основного и дополнительного).

3. Развитие систем теплоснабжения в Забайкальском крае и оценка потребности в топливных ресурсах с формированием предложений по модернизации систем централизованного теплоснабжения в муниципалитетах региона.

Кроме того, в составе работы представлены графические материалы:

– оперативная (принципиальная) схема Забайкальской энергосистемы с нанесением действующих, вводимых объектов электроэнергетики и перспективных объектов на период до 2025 года,

– географическая карта-схема размещения действующих и вводимых объектов электроэнергетики и перспективных объектов на период до 2025 года.

1. Анализ текущего состояния экономики и энергетики Забайкальского края

В разделе представлено описание текущего состояния экономики и энергетики Забайкальского края с оценкой фактической ситуации в сфере электро- и теплоэнергетики, обозначением «узких мест» в энергосистеме.

1.1. Общая характеристика Забайкальского края

Забайкальский край – субъект Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного федерального округа. Административный центр – г. Чита. Забайкальский край образован 1 марта 2008 года в результате объединения Читинской области и Агинского Бурятского автономного округа.

Географическое положение – Забайкальский край располагается в Восточной Сибири, в Забайкалье, 48 градусов и 58 градусов 30 минут северной широты и 108-122 градусов восточной долготы. На западе и северо-западе он граничит с Республикой Бурятия и Иркутской областью, на северо-востоке и востоке – с Республикой Саха (Якутия) и Амурской областью. На юге и юго-востоке на протяжении полутора тысяч километров пролегла государственная граница с Монголией и Китаем. Общая длина границ края – 4770 км. Протяженность государственной границы с КНР составляет 1064 км, границы с Монголией – 863 км.

Территория Забайкальского края составляет 431,9 тыс. км². Среднегодовая численность постоянного населения Забайкальского края согласно официальной статистике на 01 января 2020 года составила 1059,7 тыс. человек, из них 722,7 тыс. человек – городское население (около 68,2%), 337,0 тыс. человек – сельское население (около 31,8%).

Природные условия Забайкальского края: в рельефе преобладают горные хребты Забайкалья высотой до 3000 м, разделенные межгорными котловинами. Главные реки: Шилка, Аргунь. На территории края много озер и минеральных источников. Климат резко континентальный; средняя температура января от -33 до -26 градусов, средняя температура июля от +17 до +21 градуса; количество осадков – 300 мм в год. Край находится в зоне вечной мерзлоты. На территории края распространены преимущественно горно-таежные подзолистые почвы. Свыше половины территории покрыто горно-таежными лесами (даурская лиственница, сосна, кедр, береза); на юге и по днищам рек – злаково-разнотравные степи.

Регион обладает значительным и практически не реализованным гидроэнергопотенциалом, большими запасами древесины, ценными для Забайкалья чернозёмными и каштановыми почвами. Общая площадь лесов составляет более 30 млн га. Край обладает крупнейшими в стране разведанными запасами меди, молибдена, золота, запасами олова, тантала и полиметаллических руд.

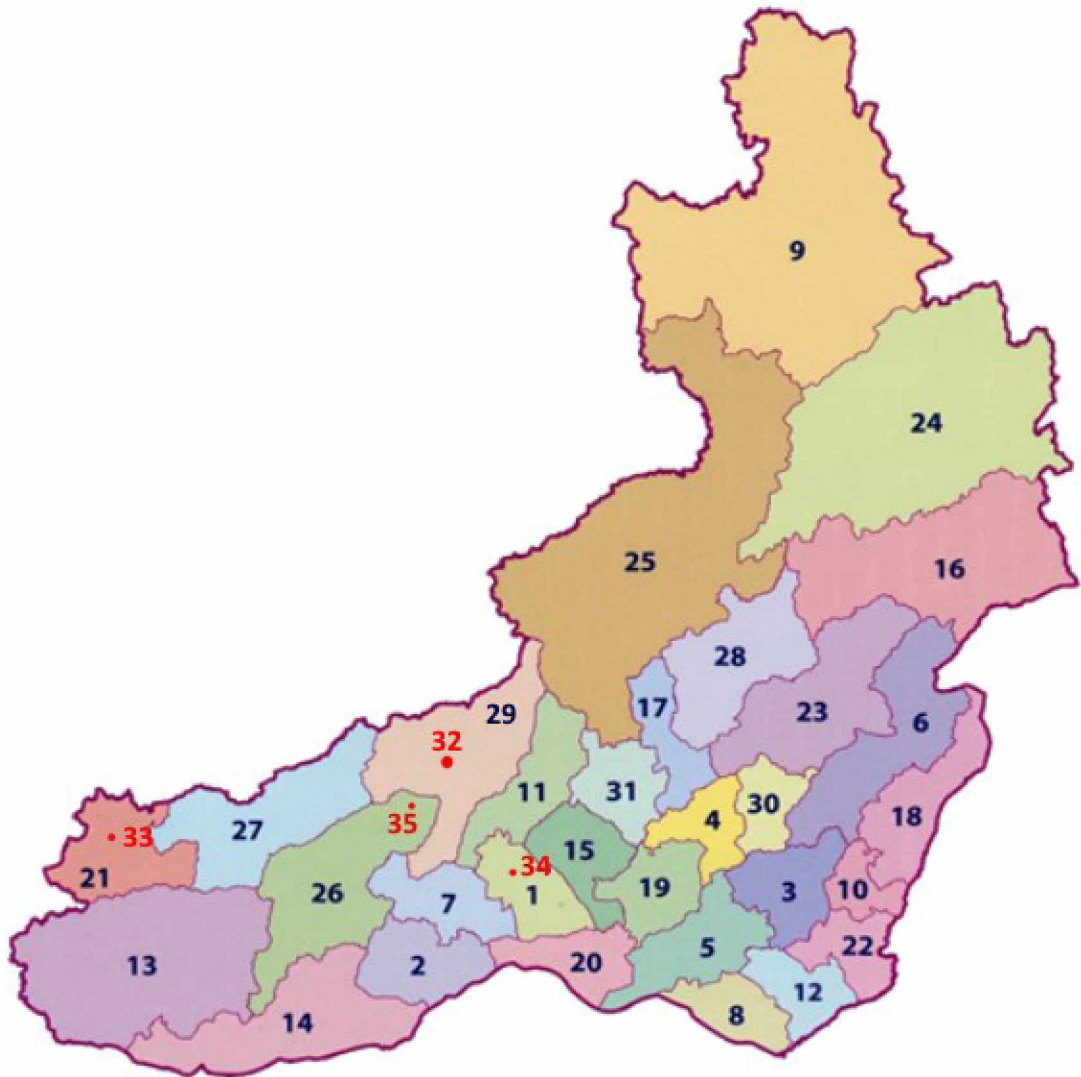


Рисунок 1. Административно-территориальное деление Забайкальского края

1.	MP «Агинский район»
2.	MP «Акшинский район»
3.	MP «Александрово-Заводский район»
4.	MP «Балейский район»
5.	MP «Борзинский район»
6.	MP «Газимуро-Заводский район»
7.	MP «Дульдургинский район»
8.	MP «Забайкальский район»
9.	MP «Каларский район»
10.	MP «Калганский район»
11.	MP «Карымский район»
12.	MP «Город Краснокамск и Краснокаменский район»
13.	MP «Красночикойский район»
14.	MP «Кыринский район»
15.	MP «Могойтуйский район»
16.	MP «Могочинский район»
17.	MP Нерчинский район»
18.	Нерчинско-Заводский район

19.	MP «Оловянинский район»
20.	MP «Ононский район»
21.	MP «Петровск-Забайкальский район»
22.	MP «Приаргунский район»
23.	MP «Сретенский район»
24.	MP «Тунгиро-Олёкминский район»
25.	MP «Тунгокоченский район»
26.	MP «Улётовский район»
27.	MP «Хилокский район»
28.	MP «Чернышевский район»
29.	MP «Читинский район»
30.	MP «Шелопугинский район»
31.	MP «Шилкинский район»
32.	ГО «Город Чита»
33.	ГО «Поселок Агинское»
34.	ГО «Город Петровск-Забайкальский»
35.	ГО «ЗАТО п.Горный»

Основными направлениями специализации экономики Забайкальского края являются добыча полезных ископаемых; производство и распределение электроэнергии, газа и воды; в обрабатывающих производствах – цветная металлургия, производство машин и оборудования и производство пищевых продуктов. Их совокупная доля в общей структуре промышленного производства края составляет более 90%.

Существенную долю экономики являются транспорт и связь, а также торговля, что отражает транзитное и приграничное положение края. Транспортная система Забайкальского края представляет один из значимых транспортных узлов не только Сибирского федерального округа, но и Российской Федерации. По территории края проходят железнодорожные магистрали Транссибирская и Байкало-Амурская, федеральные автомобильные дороги «Амур» Чита – Хабаровск и Чита – Забайкальск.

Крупнейшие по численности населённые пункты Забайкальского края с количеством жителей выше 5 тысяч представлены ниже*:

№	Населенный пункт	Население	№	Населенный пункт	Население
1	Чита	349983	17	Хилок	10488
2	Краснокаменск	51648	18	Атамановка	10304
3	Борзя	29181	19	Новокручининский	10128
4	Агинское	17842	20	Ясная	7761
5	Петровск-Забайкальский	15880	21	Оловянная	7280
6	Нерчинск	14906	22	Приаргунск	7078
7	Могоча	13076	23	Красный Чикой	7040
8	Забайкальск	13308	24	Ясногорск	6622
9	Чернышевск	12654	25	Кокуй	7005
10	Карымское	12845	26	Дарасун	6713
11	Шилка	12625	27	Домна	6461
12	Шерловая Гора	11862	28	Сретенск	6567
13	Балей	10879	29	Дульдурга	6483
14	Горный	10539	30	Улёты	6651
15	Первомайский	11242	31	Вершино-Дарасунский	5276
16	Могойтуй	10865			

* по данным Федеральной службы государственной статистики по состоянию на 1 января 2019 года.

На территории края находится самый крупный российско-китайский пункт пропуска Забайкальск, который обеспечивает большую часть грузооборота с Китаем.

Основу экономического развития региона составляет Забайкальская индустриальная зона. Её специализация – комплексное освоение потенциала минерально-сырьевых и иных ресурсов в сочетании с развитием транспортной логистики и приграничного сотрудничества.

Среди субъектов Российской Федерации экономика Забайкальского края занимает 56 место из 85 регионов по сводному индексу промышленного производства.

1.2. Общая оценка социально-экономической ситуации в регионе за отчетный период

В январе-декабре 2019 года в Забайкальском крае наблюдался рост объемов производства по видам деятельности: добыча полезных ископаемых, оборот розничной торговли, оборот общественного питания, объем платных услуг населению, грузооборот автомобильного транспорта. Увеличилась реальная заработная плата.

Вместе с тем, отмечалось снижение по видам деятельности - обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром, водоснабжение и водоотведение, сельское хозяйство, строительство.

Промышленное производство

В структуре промышленного производства наибольший удельный вес занимает добыча полезных ископаемых – 67,3 %, на долю обрабатывающих производств приходится 14,6 %, на долю обеспечения электрической энергией, газом и паром – 16,8 %, на долю водоснабжения и водоотведения – 1,3 %.

В 2019 году объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами составил 196593,3 млн. рублей, индекс промышленного производства – 103,7 % к уровню предыдущего года, в том числе по видам экономической деятельности:

- добыча полезных ископаемых – 132302,3 млн. рублей, или 105,2 %;
- обрабатывающие производства – 28767,6 млн. рублей, или 99,5 %;
- обеспечение электрической энергией, газом и паром – 33049,7 млн. рублей, или 99,8 %;
- водоснабжение и водоотведение – 2473,6 млн. рублей, или 87,8 %.

Добыча полезных ископаемых

Добыча угля уменьшилась на 5,9 % к уровню предыдущего года (доля в общем объеме добычи полезных ископаемых – 32,1 %).

Добыча металлических руд увеличилась на 11,8 % к уровню предыдущего года (доля – 67,4 %).

К металлическим рудам, добываемым и обогащаемым на территории края, относятся: вольфрамовая, свинцовая, цинковая и руды драгоценных металлов (золото, серебро).

Добыча прочих полезных ископаемых (щебень, гравий, песок и т.д.) уменьшилась на 34,9 % к уровню предыдущего года.

Обрабатывающие производства

В обрабатывающих производствах снижение составило 0,5 %. Отмечается уменьшение объемов выпуска продукции по 12 из 14 видов

производств.

В январе-декабре 2019 года снижение отмечается по следующим основным видам экономической деятельности:

Ремонт и монтаж машин и оборудования – на 8,2 % (доля в общем объеме обрабатывающих производств – 26,7 %);

Производство пищевых продуктов – на 0,5 % (доля – 12,0 %);

Производство прочей неметаллической минеральной продукции – на 2,1 % (доля – 2,3 %);

Производство напитков – на 4,6 % (доля – 2,1 %);

Обработка древесины и производство изделий из дерева – на 23,5 % (доля – 1,8 %);

Производство бумаги и бумажных изделий – на 8,1 % (доля – 0,4 %).

При этом отмечался рост по следующим видам обрабатывающих производств:

Производство резиновых и пластмассовых изделий – в 2,4 раза (доля – 1,1 %);

Производство мебели – на 15,3 % (доля – 0,3 %).

Обеспечение электроэнергией, газом и паром, кондиционирование воздуха

В январе-декабре 2019 года произведено электроэнергии 7439,9 млн. кВт·ч (101,7 % к уровню предыдущего года), пара и горячей воды – 7561,9 тыс. Гкал (95,5 %).

В структуре потребления электроэнергии наибольший удельный вес занимают организации следующих видов деятельности: транспортировка и хранение – 34,5 %, обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха – 14,9 %, добыча полезных ископаемых – 11,9 %, обрабатывающие производства – 9,8 %; на долю населения приходится 13,1 %.

Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений

Эта группировка включает забор, очистку и распределение воды для бытовых и промышленных нужд. В нее включены забор воды из различных источников, а также распределение различными средствами.

Индекс производства по данному виду деятельности в январе-декабре 2019 года составил 87,8 % к уровню предыдущего года в результате уменьшения сбора, обработки и утилизации отходов и предоставления услуг по ликвидации последствий загрязнений.

Инвестиции

На развитие экономики и социальной сферы в 2019 году направлено 50,2 млрд. рублей инвестиций в основной капитал, или 87,1 % к уровню соответствующего периода 2018 года.

Наибольший объем инвестиций в основной капитал направлен на

развитие видов экономической деятельности: «Добыча полезных ископаемых» (39,5 % общего объема), «Транспортировка и хранение» (34,7 %), «Деятельность в области информатизации и связи» (6,7 %).

Основными инвестиционными проектами Забайкальского края, определяющими темпы развития инвестиционной деятельности, являются:

реализация инвестиционной программы ОАО «РЖД», в том числе проект по комплексной реконструкции участка Карымская-Забайкальск;

освоение Удоканского месторождения меди;

освоение Нойон-Тологойского месторождения;

увеличение объемов производства продукции растениеводства ООО «Племенной завод «Комсомолец».

Строительство

Объем работ, выполненных по виду деятельности «строительство», за 2019 год составил 30202,9 млн. рублей, или 92,1 % к уровню предыдущего года.

По данным Забайкалкрайстата в 2019 году в Забайкальском крае введено в действие 1681 здание (293,8 тыс. кв. м общей площади), в том числе 1597 зданий жилого назначения (229,5 тыс. кв. м) и 84 здания нежилого назначения (64,3 тыс. кв. м).

В Забайкальском крае организациями и индивидуальными застройщиками в 2019 году построено 2523 квартиры общей площадью жилых помещений 198,2 тыс. кв. м (106,0 % к уровню 2018 года). Для городского населения введено 130,7 тыс. кв. м (66,0 % общей площади жилых помещений), для жителей сельской местности - 67,5 тыс. кв. м (34,0 %).

Общая площадь жилых помещений в построенных индивидуальными застройщиками жилых домах составила 150,7 тыс. кв. м, или 76,0 % от общего объёма жилья, введенного с начала года в крае.

Потребительский рынок

Оборот розничной торговли в 2019 году составил 173484,3 млн. рублей (100,6 % к соответствующему периоду 2018 года).

Оборот розничной торговли на 99,4 % сформировался за счет продажи товаров торгующими организациями и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими деятельность вне рынка, и на 0,6 % - за счет продажи товаров на розничных рынках и ярмарках.

В структуре розничной торговли преобладает торговля продовольственными товарами – 50,8 % от общего оборота торговли, доля непродовольственных товаров составляет 49,2 % в общем товарообороте (в 2018 году – 49,8 % и 50,2 % соответственно).

На рынке платных услуг в 2019 году, по оценке, населению края оказано услуг на сумму 48759,5 млн. рублей, или 100,4 % к уровню прошлого года. Определяющим фактором, влияющим на развитие рынка платных услуг населению, является динамика платежеспособного спроса населения.

По-прежнему наибольший удельный вес в общем объёме платных услуг населению занимают жилищно-коммунальные, телекоммуникационные и

транспортные услуги (67,8 % от всего объема расходов населения на платные услуги). Снижение объемов предоставления услуг населению наблюдалось по 9 из 15 наблюдаемых групп.

Внешняя торговля

Внешнеторговый оборот Забайкальского края за январь-декабрь 2019 года составил 1011,0 млн. долл. США (без учета стран ЕАЭС – 959,7 млн. долл. США, или 102,2 % к уровню соответствующего периода 2018 года). Объем экспортных операций составил 633,1 млн. долл. США (без учета стран ЕАЭС – 583,3 млн. долл. США, или 148,2 %), импортных – 377,9 млн. долл. США (без учета стран ЕАЭС – 376,5 млн. долл. США, или 69,0 %).

По итогам периода январь-декабрь 2019 года сальдо составило 255,2 млн. долл. США. Соотношение экспорта и импорта сформировалось следующим образом: экспорт – 62,6 %, импорт – 37,4 %. Основная часть товарооборота приходится на страны дальнего зарубежья (94,9 %). Существенная доля товарооборота приходится на КНР, которая составляет 90,7 %.

Основными экспортируемыми товарными группами являются: минеральные продукты (90,9 % в общем объеме экспорта), которые преимущественно представлены экспортом свинцовых, медных концентратов; древесина и целлюлозно-бумажные изделия (5,8 %). По сравнению с уровнем 2018 года отмечается рост экспорта минеральных продуктов на 62,2 %, снижение экспорта древесины и целлюлозно-бумажных изделий на 12,0 %.

Основной импортируемой товарной группой остаются продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье (доля в импорте – 36,5 %); значительную долю составляет импорт машиностроительной продукции – 16,8 % и продукции химической промышленности – 12,1 %. По сравнению с соответствующим периодом 2018 года отмечается снижение импорта продовольственных товаров и сельскохозяйственного сырья на 34,6 %, машиностроительной продукции – на 53,6 %, продукции химической промышленности – на 8,9 %.

Финансы

Консолидированный бюджет края на 1 января 2020 года исполнен по доходам в сумме 89703,7 млн. рублей (82,6 % годовых бюджетных назначений), что выше уровня соответствующего периода 2019 года на 18912,8 млн. рублей, или на 26,7 %.

Налоговые и неналоговые доходы увеличились на 5088,5 млн. рублей (11,5 %) и составили 49262,8 млн. рублей, или 54,9 % суммарных доходов консолидированного бюджета.

Около 40 % доходов консолидированного бюджета сформировано за счет поступлений налога на доходы физических лиц (23,9 %) и налога на прибыль организаций (11,4 %). Налоги на имущество составляют 7,2 % доходов консолидированного бюджета, в том числе налог на имущество организаций – 5,6 %.

В структуре доходов консолидированного бюджета доля безвозмездных поступлений составила 45,1 %, или 40440,9 млн. рублей.

Расходы консолидированного бюджета края на 1 января 2020 года сложились в сумме 87791,4 млн. рублей (79,4 % от годовых бюджетных назначений) и составили 124,7 % к аналогичному периоду предыдущего года.

В структуре расходов консолидированного бюджета значительную долю занимают расходы на образование (32,8 %), социальную политику (22,1 %), здравоохранение (6,3 %), культуру (3,6 %), что свидетельствует о сохранении социальной направленности бюджета.

Сельское хозяйство

В 2019 году объем производства валовой продукции сельского хозяйства во всех категориях хозяйств составил 21701,7 млн. рублей, или 94,5 % к уровню 2018 года.

В структуре сельскохозяйственного производства на долю сельскохозяйственных организаций приходилось 9,6 % объема продукции, населения – 79,6 %, крестьянских (фермерских) хозяйств и индивидуальных предпринимателей – 10,8 %.

В 2019 году в хозяйствах всех категорий намолочено 109,7 тыс. тонн зерна в весе после доработки (61,9 % к уровню прошлого года), накопано 156,3 тыс. тонн картофеля (97,0 %), собрано 23,2 тыс. тонн овощей (104,7 %).

По состоянию на конец декабря 2019 года в хозяйствах всех категорий насчитывалось 451,6 тыс. голов крупного рогатого скота (99,7 % к аналогичной дате 2018 года), в том числе коров – 183,2 тыс. голов (100,0 %); свиней – 68,0 тыс. голов (98,8 %), овец и коз – 475,9 тыс. голов (95,9 %), птицы – 462,4 тыс. голов (102,4 %).

В хозяйствах всех категорий Забайкальского края в 2019 году производство скота и птицы на убой (в живом весе) составило 85,2 тыс. тонн (99,7 % к уровню 2018 года), молока – 329,7 тыс. тонн (99,6 %), яиц – 57,2 млн. штук (88,5 %).

Уровень жизни населения

В 2019 году среднемесячная номинальная начисленная заработная плата составила 42137,9 рубля (106,9 % к уровню 2018 года). Рост реальной заработной платы составил 102 %.

Высокие темпы роста заработной платы отмечены по следующим видам экономической деятельности: «добыча полезных ископаемых» (112,0 %), «водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений» (110,4 %), «деятельность в области здравоохранения и социальных услуг» (109,3 %), «транспортировка и хранение», «деятельность профессиональная, научная и техническая» (107,8 %), «образование» (107,1 %).

Самыми высокооплачиваемыми видами деятельности являются: «добыча полезных ископаемых» (среднемесячная заработная плата в этом виде деятельности превысила среднекраевой уровень в 1,6 раза),

«транспортировка и хранение» (в 1,5 раза), «деятельность финансовая и страховая» (в 1,4 раза).

Произведен расчет величины прожиточного минимума в Забайкальском крае на душу населения и по основным социально-демографическим группам населения. В соответствии с постановлением Правительства Забайкальского края «Об установлении величины прожиточного минимума в Забайкальском крае за IV квартал 2019 года» величина прожиточного минимума установлена в размере: на душу населения – 12336,8 рубля, для трудоспособного населения – 12827,66 рубля, для пенсионеров – 8744,19 рубля, для детей – 13000,4 рубля.

Величина прожиточного минимума в расчете на душу населения за IV квартал 2019 года увеличилась на 9,3 % по сравнению с соответствующим периодом 2018 года (на 1052,76 рубля).

Индекс потребительских цен и тарифов на товары и платные услуги населению в декабре 2019 года к декабрю 2018 года составил 103,9 %.

Продовольственные товары подорожали на 5,6 %, непродовольственные товары – на 1,8 %. Цены и тарифы на платные услуги населению в декабре 2019 года повысились на 3,9 %.

Стоимость минимального набора продуктов питания по краю в декабре 2019 года составила 4842,53 рубля в расчете на одного человека в месяц, что на 305,11 рубля (на 6,8 %) больше уровня аналогичного периода 2018 года.

По данным Забайкалкрайстата просроченная задолженность по заработной плате по состоянию на 1 января 2020 года составила 11,7 млн. рублей, по сравнению с аналогичным периодом прошлого года задолженность по заработной плате уменьшилась на 4,5 млн. рублей (на 27,8 %). Количество организаций, имеющих просроченную задолженность, составило 9 единиц, численность работников, перед которыми имеется задолженность – 277 человек.

Вся сумма задолженности приходится на организации внебюджетного сектора экономики: транспорт (49,5 %), ЖКХ (19,0 %), сельское хозяйство (17,5 %), промышленность (13,0 %), образование (1,0 %).

Труд и занятость

По предварительным данным обследования населения по проблемам занятости численность рабочей силы в крае в январе-декабре 2019 года составила 524,3 тыс. человек, что на 1,1 % меньше (на 6,0 тыс. человек) по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года. Численность занятых в экономике за январь-декабрь 2019 года, по оценке, составила 476,6 тыс. человек (90,9 % от численности рабочей силы) и снизилась на 0,1 % к уровню января-декабря предыдущего года.

За 2019 год, по оценке, общая численность безработных составила 47,7 тыс. человек, что на 5,5 тыс. человек больше (на 10,3 %) по сравнению с уровнем предыдущего года. Уровень общей безработицы (по методологии МОТ) за январь-декабрь 2019 года составил 9,1 % от численности рабочей силы (за январь-декабрь 2018 года – 10,0 %).

Численность граждан, состоящих на регистрационном учете в органах

службы занятости, на конец декабря 2019 года составила 5,6 тыс. человек (1,0 % от численности рабочей силы) и уменьшилась к уровню соответствующего периода предыдущего года на 1,4 тыс. человек, или на 19,6 %, из них 4,7 тыс. человек получили пособие по безработице.

Потребность работодателей в работниках, заявленная в государственные учреждения службы занятости населения, составила на конец декабря 2019 года 15796 вакансий (включая заявленную потребность в иностранной рабочей силе) и увеличилась по сравнению с уровнем соответствующего периода 2018 года на 3,6 %, или на 548 вакансий.

Коэффициент напряженности на рынке труда в расчете на одну заявленную вакансию на 1 января 2020 года, также, как и на 1 января 2019 года, составил менее одного человека, что связано с ростом общего банка вакансий.

Моногорода

Мониторинг социально-экономического положения моногородов осуществляется по 8 монопрофильным поселениям Забайкальского края.

Численность постоянного населения, проживающего в моногородах, по состоянию на 1 января 2020 года составила 99354 человека и снизилась по сравнению с аналогичной датой прошлого года на 1,2 %.

На 1 января 2020 года на учете в органах службы занятости населения в качестве безработных состояло 437 жителей моногородов Забайкальского края, их численность снизилась по сравнению с аналогичной датой предыдущего года на 35,1 % (на 1 января 2019 года – 673 человека). В среднем по моногородам края уровень регистрируемой безработицы снизился на 0,4 п.п. по сравнению с аналогичной датой прошлого года и составил 0,8 %.

Потребность в работниках, заявленная предприятиями и организациями моногородов края, составила 937 вакантных рабочих мест и увеличилась по сравнению с аналогичным показателем прошлого года на 4,3 %. Коэффициент напряженности на регистрируемом рынке труда моногородов в среднем составил 0,5 единицы, что ниже аналогичного показателя 2018 года на 0,2 единицы.

Общая среднесписочная численность работников градообразующих предприятий в моногородах составила 7260 человек и возросла по сравнению с аналогичной датой прошлого года на 5,6 %.

1.2. Электроэнергетика Забайкальского края

Энергосистема Забайкальского края входит в Объединенную энергосистему Сибири (ОЭС Сибири). Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Забайкальского края осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Забайкальского края», который входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» охватывает централизованным электроснабжением 97% населения и практически всю

промышленность Забайкальского края. В зону централизованного электроснабжения не входят 23 населенных пункта в восьми районах.

В управлении и ведении Забайкальского РДУ находятся 9 объектов генерации установленной электрической мощностью 1623,8 МВт. Наиболее крупными из них являются: Харанорская ГРЭС; Читинская ТЭЦ-1 и станция промышленного предприятия ТЭЦ ППГХО.

В ноябре 2019 г. введены в работу солнечные электростанции в операционной зоне Забайкальского РДУ - Кенонская СЭС («Балей СЭС») ООО «Солнечная генерация», установленной мощностью 15 МВт и Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС) ООО «Солнечная генерация», установленной мощностью 15 МВт.

В электроэнергетический комплекс Забайкальского края входят: 1 линия электропередачи на напряжении 220 кВ, выполненная в габаритах 500 кВ; 50 линий электропередачи класса напряжения 220 кВ; 88 линий электропередачи класса напряжения 110 кВ (по данным на 01.01.2020).

В энергосистеме имеется 93 энергообъектов диспетчеризации, в том числе: 41 объект – с высшим классом напряжения 220 кВ, 52 объектов – с напряжением 110 кВ.

Таблица 1.2.1. Общая характеристика энергосистемы Забайкальского края

Площадь территории, тыс. кв. км	Зона охвата населения централизованным электроснабжением	Население, тыс. чел.	Протяженность ВЛ 220-110 кВ, км	Установленная мощность электростанций, МВт	Максимум Нагрузки (2019 г.), МВт
431,892	99,6%	1059,7	9728,7	1623,8	1266,0

По отчетным данным за 2019 год выработка электроэнергии операционной зоны Забайкальского РДУ составила 7,382 млрд кВт·ч, электропотребление – 8,146 млрд кВт·ч.

Территория Забайкальского края, за исключением района БАМа, относится к зоне свободного перетока «Чита» (ЗСП-4) второй ценовой зоны оптового рынка электрической энергии и мощности.

Перечень гарантирующих поставщиков в соответствии с приказом Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края от 17 января 2017 года № 3-НПА с учетом изменений, внесенных приказом Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края от 22 сентября 2017 года № 206-НПА по состоянию на 01 января 2020 года представлен в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2. Перечень гарантирующих поставщиков, осуществляющих деятельность на территории Забайкальского края, по состоянию на 01 января 2019 года			
№	Наименование организации	Границы зоны деятельности гарантирующего поставщика	Осуществляемые виды деятельности
1	АО «Читаэнерго-сбыт»	Административные границы Забайкальского края, за исключением зон деятельности других гарантирующих поставщиков,	Купля-продажа электрической энергии

		осуществляющих свою деятельность на территории региона	
2	Унитарное муниципальное предприятие «Жилищно-коммунальное управление»	Территория муниципального района «Город Краснокаменск Краснокаменский район», на которой потребители непосредственно или через электрические сети УМП «ЖКУ» присоединены к электрическим сетям филиала АО «ППГХО» в г. Краснокаменске	Купля-продажа электрической энергии и оказание услуг по передаче и продаже электроэнергии
3	ООО «Коммунальник»	с. Тупик, с. Заречное, с. Гуля, с. Моклакан, с. Средняя Олекма муниципального района «Тунгиро-Олекминский район» в границах балансовой принадлежности эксплуатируемых генерирующих объектов и электросетевого хозяйства	Производство электрической энергии на ДЭС, оказание услуг по передаче и продаже электроэнергии
4	АО «Энергосервисная компания Сибири»	с. Менза, с. Укыр, с. Шонуй муниципального района «Красночикийский район», с. Кыкер, Акима, с. Тунгокочен, с. Усть-Каренга, с. Зеленое Озеро, с. Красный Яр, с. Юмурчен муниципального района «Тунгокоченский район» в границах балансовой принадлежности эксплуатируемых генерирующих объектов и электросетевого хозяйства	Производство электрической энергии на ДЭС, оказание услуг по передаче и продаже электроэнергии
5	ООО «Строй-монтаж»	с. Энгорок муниципального района «Хилокский район» в границах балансовой принадлежности эксплуатируемых генерирующих объектов и электросетевого хозяйства	Производство электроэнергии на ДЭС, оказание услуг по передаче и продаже электроэнергии

Примечание: из перечня исключено общество с ограниченной ответственностью ООО «Кировское», ввиду прекращения деятельности по эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и утраты статуса гарантирующего поставщика. В ближайшее время будет организована процедура по внесению соответствующих изменений в приказ Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края от 17 января 2017 года № 3-НПА.

Таблица 1.2.3. Перечень сетевых организаций Забайкальского края, оказывающих регулируемые услуги по передаче электрической энергии, по состоянию на 01 января 2020 года	
№	Наименование организации
1	Филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой Энергетической Системы» - Забайкальское Предприятие магистральных электрических сетей
2	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»
3	Забайкальская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «Российские железные дороги»
4	Филиал «Забайкальский» акционерного общества «Оборонэнерго»
5	Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «Российские железные дороги»
6	ООО «Горэлектросеть»

Общая выработка электроэнергии с учетом децентрализованных энергоисточников за 2019 год составила 7,382 млрд кВт·ч, электропотребление с учетом децентрализованных потребителей составило 7,388 млрд кВт·ч.

1.2.1. Отчетная динамика потребления электроэнергии в регионе и изменения максимума нагрузки энергосистемы по основным группам потребителей

Забайкальская энергосистема (ЭС) по уровню электропотребления занимает девятое место по ОЭС Сибири из двенадцати энергосистем.

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	Среднее за 5-лет
Электропотребление, млн кВт·ч	7753,5	7863,4	7812,7	7960,5	8145,6	7907,1
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт·ч.	-81,8	109,9	-50,7	147,8	185,1	62,1
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,0	1,4	-0,6	1,9	2,3	0,8

Рисунок 1.2.1.1



В 2019 году фактическое потребление электроэнергии по Забайкальскому краю составило 8145,6 млн. кВт·ч, что выше фактического показателя 2018 года (7960,5 млн. кВт·ч) на 185,1 млн. кВт·ч (+2,3%).

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	среднее за 5 лет
Собственный максимум нагрузки, МВт	1258	1280	1257	1296	1266	1271,4

Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	16	22	-23	39	-30	4,8
Среднегодовые темпы прироста, %	1,3	1,7	-1,8	3,1	-2,3	0,4

Рисунок 1.2.1.2



Максимум электрической нагрузки потребителей Забайкальского края наблюдается в самый холодный период года. В 2019 году собственный максимум нагрузки ЭС Забайкальского края зафиксирован в 05-00 часов (мск) 9 декабря и составил 1266 МВт, что ниже значения данного показателя за 2018 года на 30 МВт (-2,3 %). Максимум нагрузки потребителей 2018 года 1296 МВт – максимальное зафиксированное значение за 5 лет. Среднегодовой темп прироста в период 2015-2019 годов составил 0,4 %.

Потребители электроэнергии и мощности энергосистемы Забайкальского края представлены нагрузкой промышленного, сельскохозяйственного, коммунального, транспортного секторов и др.

К наиболее крупным потребителям электроэнергии относятся структуры ПАО «РЖД», население, оборонно-промышленный комплекс, а также крупные предприятия: ПАО «ППГХО», и другие.

№	Наименование энергоузла	2015	2016	2017	2018	2019
1.	Читинский энергорайон					
1.1.	Годовой объем потребления, млн кВт·ч	1316,4	1304,8	1261,9	1247,3	1230,6
1.2.	Максимум нагрузки, МВт	250	254	239	234	228
2.	Краснокаменский энергорайон					
2.1.	Годовой объем потребления, млн кВт·ч	969,3	886,2	813,4	803,9	833,3
2.2.	Максимум нагрузки, МВт	163	145	123	126	149
3.	Приаргунский энергорайон					

3.1.	Годовой объем потребления, млн кВт·ч	116,2	111,9	110,2	105,5	104,0
3.2.	Максимум нагрузки, МВт	22	21	21	21	19

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии АО «Читаэнергосбыт», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», динамика их потребления за 2015-2019 годы, а также структура электропотребления Забайкальского края по видам экономической деятельности за отчетный период 2015-2019 представлены в приложении 1.

В целом в 2019 году увеличение электропотребления по Забайкальскому краю по отношению к 2018 году составило 185,1 млн кВт·ч. Увеличение отмечено в четырех отраслях согласно таблице 1.2.1.4.

Показатель	Потребление, млн кВт·ч.		
	2018 г.	2019 г.	% к пред. году
Промышленность-всего	1210,297	1371,450	+13,32%
Лесное хозяйство	1,121	1,185	+5,71%
Транспорт и связь	3126,453	3158,808	+1,03%
Население	882,023	927,031	+5,10%

Изменение потребления основных категорий потребителей в 2019 году по отношению к 2018 году:

- добыча полезных ископаемых +162,1 млн кВт·ч (+14,2%);
- транспорт и связь +32,4 млн кВт·ч (+1,0 %);
- население +45,0 млн кВт·ч (+5,1%);
- прочие виды экономической деятельности -39,7 млн кВт·ч (-5,6%);
- производство и распределение электроэнергии газа и воды -9,8 млн кВт·ч (-0,5%);
- другие виды -4,9 млн кВт·ч (-4,6%).

Наименование отраслей	2015		2016		2017		2018		2019	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
Добыча полезных ископаемых	1029,3	13,3	977	12,4	933,5	11,9	1141,4	14,3	1306,4	16,0
Обрабатывающие производства	80,2	1,0	73,4	0,9	74,3	1,0	68,9	0,9	65,1	0,8
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды, в т.ч.	2125,8	27,4	2121,9	27,0	1873,3	24,0	1804,2	22,7	1794,4	22,0
потери в	980,7	12,6	977,2	12,4	936,8	12,0	883,6	11,1	851,2	10,4

электрических сетях										
собственные нужды, производственные нужды и хозяйственные нужды	964,6	12,4	949,1	12,1	933,5	11,9	920,5	11,6	943,2	11,6
Строительство	28,5	0,4	33,9	0,4	32,5	0,4	27,8	0,3	24,5	0,3
Транспорт и связь	2768	35,7	2980,5	37,9	3094,2	39,6	3126,5	39,3	3158,8	38,8
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	13,7	0,2	11,7	0,1	9,7	0,1	9,9	0,1	9,2	0,1
Население (бытовое потребление)	1002,7	12,9	932,9	11,9	925,1	11,8	882,1	11,1	927,0	11,4
Прочие виды экономической деятельности	705,3	9,1	732	9,3	870,1	11,1	899,9	11,3	860,2	10,6
ВСЕГО	7753,5	100	7863,3	100	7812,7	100	7960,6	100	8145,6	100

Как видно из таблицы 1.2.8, наибольшую долю в электропотреблении Забайкальского края занимает транспорт и связь, что составляет 38,8% от общего объема потребленной электрической энергии.

Производство и распределение электроэнергии, газа и воды является вторым по объему электропотребления. Доля этого вида экономической деятельности в 2019 году составила 22,0 %. Значительную долю в электропотреблении Забайкальского края занимает добыча полезных ископаемых – 16,0% в 2019 году. Бытовое потребление увеличилось на 44,9 млн кВт·ч по отношению к 2018 году и составляет 927,0 млн кВт·ч – 11,4 % в 2019 году.

1.2.2. Структура установленной мощности и выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

По состоянию на 1 января 2020 года установленная мощность электростанций Забайкальского края единичной мощностью 5 МВт и выше, работающих параллельно, составила 1623,8 МВт, в том числе электростанции промышленных предприятий – 428 МВт: ТЭЦ ППГХО – 410 МВт, Первомайская ТЭЦ – 18 МВт. (26,36 % от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Забайкалья).

Состав существующих электростанций единичной мощностью 5 МВт и выше, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей Забайкальского края с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 1 января 2020 года и структура установленной мощности, приведены в таблице 1.2.9.

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
Энергосистема, всего в том числе:	1623,8	100,0

Филиал ПАО «ТГК-14» – «Читинская генерация», в том числе:	500,8	30,84
Читинская ТЭЦ-1	452,8	27,89
Читинская ТЭЦ-2	12,0	0,74
Шерловогорская ТЭЦ	12,0	0,74
Приаргунская ТЭЦ	24,0	1,48
Харанорская ГРЭС (Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»)	665,0	40,95
Кенонская СЭС («Балей СЭС») (ООО «Солнечная генерация»)	15,0	0,92
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС) (ООО «Солнечная генерация»)	15,0	0,92
Станции промпредприятий всего, в том числе:	428,0	26,36
ТЭЦ ППГХО (филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске)	410,0	25,25
Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	18,0	1,11

Перечень генерирующего оборудования электростанций (включая электростанции промышленных предприятий) на территории Забайкальского края мощностью более 5 МВт с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям, их порядковый номер, год ввода, технологическая структура оборудования, вид используемого топлива по состоянию на 1 января 2020 года представлен в приложении 3 Состав и состояние котельного оборудования электростанций в приложении 4.

Вывод из эксплуатации (демонтаж) основного энергетического оборудования на электростанциях энергосистемы Забайкальского края в 2019 году не осуществлялся.

В ноябре 2019 г. введены в работу солнечные электростанции в операционной зоне Забайкальского РДУ - Кенонская СЭС («Балей СЭС») ООО «Солнечная генерация», установленной мощностью 15 МВт и Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС) ООО «Солнечная генерация», установленной мощностью 15 МВт.

Изменений установленной мощности в результате реконструкции (модернизации) на действующих турбоагрегатах электростанций с поперечными связями в энергосистеме Забайкалья в 2019 году не было.

В 2016 году Филиалом «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» проведены испытания энергоблочного оборудования с целью определения установленной (номинальной) мощности, а также фактических технических параметров располагаемой мощности Блока 3. По результатам проведенных испытаний, в соответствии с актом о перемаркировке Блока 3 Филиала «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация», утвержденным от 23 ноября 2016 года, с 01 декабря 2016 года установленная мощность Харанорской ГРЭС зарегистрирована – 665 МВт, в том числе установленная мощность Блока 3 – 235 МВт. Располагаемая мощность Блока 2 Филиала «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО Электрогенерация» с 01.04.2019 составляет 215 МВт, располагаемая мощность Харанорской ГРЭС – 665 МВт.

Возрастной состав турбинного оборудования электростанций Забайкальской энергосистемы представлен на рисунке 1.4.

По состоянию на 01 января 2020 года состав турбоагрегатов, срок ввода в эксплуатацию которых составляет более 50 лет составляет 21,7%, от 30 до 50 лет – 43,5%, от 10 до 30 лет – 26,1%, менее 10 лет – 8,7%.

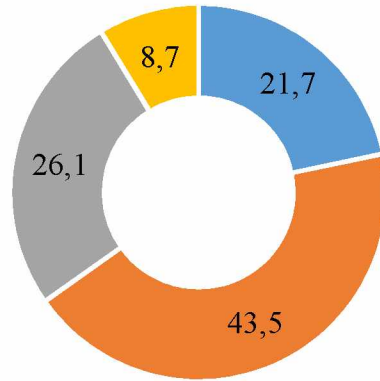


Рисунок 1.4. Возрастной состав турбоагрегатов

- более 50 лет
- от 30 до 50 лет
- от 10 до 30 лет
- менее 10 лет

Возрастной состав котельного оборудования электростанций Забайкальской энергосистемы представлен на рисунке 1.5.

По состоянию на 01 января 2020 года состав котлоагрегатов, срок ввода в эксплуатацию которых составляет более 50 лет составляет 37,8%, от 30 до 50 лет – 48,9%, от 10 до 30 лет – 11,1%, менее 10 лет – 2,2%.

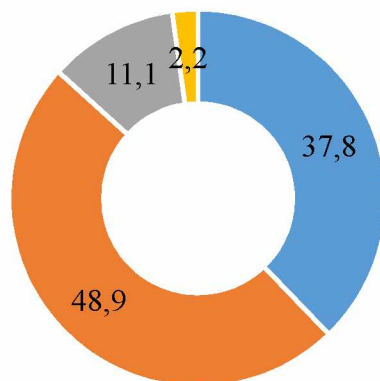


Рисунок 1.5. Возрастной состав котлоагрегатов

- более 50 лет
- от 30 до 50 лет
- от 10 до 30 лет
- менее 10 лет

Общее состояние оборудования электростанций энергосистемы может быть оценено как удовлетворительное. Оборудование паросилового цикла электростанций является ремонтно-пригодным и требует выполнения типовых объемов ремонтно-восстановительных работ. Основное и вспомогательное оборудование турбинного цеха на электростанциях энергосистемы, в основном, выработало парковый ресурс или близко к его выработке. Дальнейшая эксплуатация оборудования продлевается после соответствующих экспертиз и анализа состояния различных элементов оборудования.

Все генераторы электростанций находятся в работоспособном состоянии. Однако генераторы отработали от 35 до 50 лет, за время их эксплуатации отмечались короткие замыкания на обмотки статора, витковые замыкания на роторе. При капитальных ремонтах все чаще выявляются

дефекты основных узлов, что свидетельствует о том, что генераторы выработали нормативный срок службы.

Дымовые трубы находятся в ограниченно-работоспособном состоянии. Строительные конструкции производственных зданий и сооружений находятся в работоспособном или ограниченно-работоспособном состоянии. Гидротехнические сооружения электростанций находятся в ограниченно-работоспособном состоянии.

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч		Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
	2018	2019		
Филиал ПАО «ТГК-14» – «Читинская генерация», в т.ч.:	2204,487	2141,985	29,02	-2,84
Читинская ТЭЦ-1	2060,868	1998,583	27,07	-3,02
Читинская ТЭЦ-2	61,430	60,000	0,81	-2,33
Шерловогорская ТЭЦ (ПАО «ТГК-14»)	38,350	40,173	0,54	+4,75
Приаргунская ТЭЦ (ПАО «ТГК-14»)	43,839	43,229	0,59	-1,39
Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	3491,567	3729,327	50,52	+6,81
ТЭЦ ППГХО (филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске)	1466,986	1495,028	20,25	+1,91
Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	13,235	13,239	0,18	+0,03
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	-	1,271	0,02	-
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	-	0,855	0,01	-
ВСЕГО:	7176,275	7381,706	100,0	+2,86

Суммарная выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Забайкальского края единичной мощностью 5 МВт и выше, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей, в 2019 году составила 7381,706 млн кВт·ч, что на 205,431 млн кВт·ч (+2,86 %) выше уровня 2018 года. Выработка электроэнергии за вычетом производства электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий составила 5873,439 млн кВт·ч., что на 177,385 млн кВт·ч. (+3,1 %) выше уровня 2018 года (5696,054 млн кВт·ч.). Выработка электроэнергии электростанций промышленных предприятий в 2019 году составила 1508,267 млн кВт·ч., что на 28,046 млн кВт·ч. (+1,9 %) выше показателя 2018 года (1480,221 млн кВт·ч.).

1.2.3. Отчетные балансы электрической мощности и энергии

Покрытие баланса обеспечивается мощностями существующих электростанций на территории энергосистемы и перетока мощности из

смежных энергосистем (Бурятской ЭС и Амурской ЭС). Баланс мощности отчетный год по энергосистеме, обслуживающей потребителей на территории Забайкальского края, на час прохождения собственного зимнего максимума нагрузки электропотребления представлен в таблице 1.2.11.

Таблица 1.2.11. Отчетный баланс мощности при прохождении собственного максимума нагрузки, МВт	
Показатели	Величина (2019 год)
ПОТРЕБНОСТЬ	
Максимум нагрузки (09 декабря 2019 года 05-00 мск)	1266,0
ИТОГО потребность	1266,0
ПОКРЫТИЕ	
Установленная мощность на конец года, в том числе:	1623,8
Электростанции ОГК (Интер РАО)	665,0
Электростанции ТГК	500,8
ТЭС, из них	1593,8
Электростанции промпредприятий	428,0
Первомайская ТЭЦ	18,0
ТЭЦ ППГХО	410,0
СЭС	30,0
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	104,2
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки, в том числе:	1519,8
Харанорская ГРЭС	665,1
Читинская ТЭЦ-1	452,8
Читинская ТЭЦ-2	12,0
Приаргунская ТЭЦ	24,0
Шерловогорская ТЭЦ	8,0
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	1,9
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	2,4
ТЭЦ ППГХО	350,0
Первомайская ТЭЦ	3,5
Рабочая мощность на час максимума нагрузки	1449,8
Используемая в балансе мощность	
Получение мощности – ВСЕГО	104,8
из ОЭС Востока	-8,0
из ОЭС Сибири	112,8
ИТОГО покрытие максимума нагрузки, в том числе:	1161,2
Харанорская ГРЭС	609,3
Читинская ТЭЦ-1	308,0
Читинская ТЭЦ-2	12,0
Приаргунская ТЭЦ	9,1
Шерловогорская ТЭЦ	8,0
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	1,9
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	2,4
ТЭЦ ППГХО	207,0
Первомайская ТЭЦ	3,50
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	-104,8
Фактический резерв	288,5

Максимум потребления мощности 2019 года составляет 1266,0 МВт (09.12.2019 г. 05-00 мск), максимальная нагрузка электростанций ЗЭС в час прохождения максимума нагрузки потребителей составила 1161,2 МВт. При снижении собственной нагрузки потребления (-30 МВт) увеличилось значение нагрузки электростанций (+93,9 МВт) и снижение внешних перетоков. Сальдо внешних перетоков составило 104,8 МВт на прием в энергосистему Забайкальского края, что ниже значения 2018 года на 123,7 МВт (2018 год - 228,5 МВт).

В день прохождения годового максимума нагрузок энергосистемы Забайкальского края резерв мощности зафиксирован на уровне 18,0% от максимума потребления энергосистемы и составил 288,5 МВт (в 2018 году фактический резерв мощности составил 202,2 МВт или 15,6% от максимума потребления).

Таблица 1.2.12. Фактический баланс электрической энергии энергосистемы Забайкальского края за отчётный 2019 год		
Наименование показателей		2019 факт
Выработка, млн кВт·ч		
Филиал ПАО «ТГК-14»-«Читинская генерация», всего, в том числе:		2141,985
Читинская ТЭЦ-1		1998,583
Читинская ТЭЦ-2		60,000
Шерловогорская ТЭЦ		40,173
Приаргунская ТЭЦ		43,229
Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»		3729,327
ТЭЦ ППГХО (эл. ст. пром. предприятия)		1495,028
Первомайская ТЭЦ (эл. ст. пром. предприятия)		13,239
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)		1,271
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)		0,855
Выработка по территории:		7381,706
Сальдо-перетоки, млн кВт·ч		
Покупка ОАО «Читаэнергобыт»		3538,509
от ОЭС Востока	ЗабПМЭС (220 кВ)	265,978
от ОЭС Сибири	ЗабПМЭС (220 кВ)	505,829
	РСК (110 кВ и ниже)	-7,819
в Республику Монголия	ЗабПМЭС(10кВ)	-0,074
от филиала ПАО «ТГК-14»-«Читинская генерация», всего, в том числе:	ЗабПМЭС (220 кВ)	522,523
	РСК (110 кВ и ниже)	1301,090
от Читинской ТЭЦ-1	ЗабПМЭС (220 кВ)	522,523
	РСК (110 кВ и ниже)	1231,749
от Читинской ТЭЦ-2	РСК (110 кВ и ниже)	36,849
от Шерловогорской ТЭЦ	РСК (110 кВ и ниже)	0,000
от Приаргунской ТЭЦ	РСК (110 кВ и ниже)	32,492
от Филиала «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	ЗабПМЭС (220 кВ)	2825,200
	РСК (110 кВ и ниже)	603,384
от ТЭЦ ППГХО	ЗабПМЭС (220 кВ)	208,191
	РСК (110 кВ и ниже)	453,437
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	РСК (110 кВ и ниже)	1,083
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	РСК (110 кВ и ниже)	0,800
ООО «Русэнергобыт»	ЗабПМЭС (220 кВ)	-2937,542

ООО «Энергопромсбыт»	РСК (110 кВ и ниже)	-43,264
ООО «Лукойл-Энергосервис»	РСК (110 кВ и ниже)	-25,858
Электропотребление, млн кВт·ч		
ОАО «Читаэнергосбыт»		3563,149
Собственное потребление Филиала ПАО «ТГК-14»-«Читинская генерация», всего, в том числе:		293,707
Собственное потребление Читинской ТЭЦ-1		244,311
Собственное потребление Читинской ТЭЦ-2		23,152
Собственное потребление Шерловогорской ТЭЦ		15,532
Собственное потребление Приаргунской ТЭЦ		10,713
Собственное потребление Филиала «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»		300,744
Собственное потребление ПАО «ППГХО» (энергорайон)		833,257
Собственное потребление Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК») (энергорайон)		7,501
Собственное потребление Кенонской СЭС		0,188
Собственное потребление Ингодинской СЭС		0,055
Потери в сетях ЕНЭС		158,718
Собственное потребление ООО «Русэнергосбыт»		2920,158
Собственное потребление ООО «Энергопромсбыт»		42,286
Собственное потребление ООО «Лукойл-Энергосервис»		25,858
Электропотребление по территории		8145,621

Анализ балансов электроэнергии показывает, что на всём отчётном периоде потребность энергосистемы Забайкальского края в электроэнергии покрывалась как за счёт выработки собственных электростанций, так и получения со стороны смежных энергосистем: Амурской (ОЭС Востока) и Республики Бурятия (ОЭС Сибири). Покрытие электропотребления при этом могло быть обеспечено за счёт собственной выработки электростанций на территории энергосистемы, но в связи с высокой себестоимостью электрической энергии, покрывалась за счёт перетоков электроэнергии из смежных энергосистем.

1.2.4. Состав и структура электрической сети 35 кВ и выше Забайкальского края, межсистемных и межгосударственных связей региональной энергосистемы

Схема основных связей энергосистемы Забайкальского края сформирована из системообразующей и распределительной сети. Системообразующая сеть представлена сетью 220 и 110 кВ, распределительная – 110 и 35 кВ.

В энергосистеме Забайкальского края выделены следующие энергорайоны:

1. Энергорайон БАМа
Включает в себя следующие объекты:
– ПС 220 кВ Чара, ПС 220 кВ Куанда филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Забайкальское ПМЭС;
– ПС 220 кВ Удоканский ГМК ООО «Байкальская горная компания»;

– электрические сети 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Забайкальское ПМЭС.
– электрические сети ООО «Байкальская горная компания».
По межсистемным связям энергорайон БАМа ограничивают следующие ВЛ:
с Амурской энергосистемой:
– ВЛ 220 кВ Хани – Чара (БД-75);
с Бурятской энергосистемой:
– ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47);
– ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (ТТ-72) (выполнена в габаритах 220 кВ).
2. Читинский энергорайон
Включает в себя следующие объекты:
– Читинская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-14»);
– Читинская ТЭЦ-2 (ПАО «ТГК-14»);
– Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС) (ООО «Солнечная Генерация»);
– Кенонская СЭС («Балей СЭС») (ООО «Солнечная Генерация»);
– ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» для обеспечения электроснабжения г. Чита и его окрестностей;
– электрические сети 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - Читаэнерго для обеспечения электроснабжения г. Чита и его окрестностей.
По внутрисистемным связям Читинский энергорайон ограничивают следующие ВЛ и объекты:
– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Новая (ВЛ-201);
– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита-1 (ВЛ-202);
– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита I цепь (ВЛ-293);
– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита II цепь (ВЛ-296);
– ВЛ 110 кВ Лесная – Вторая с отпайкой на ПС Ингода (ВЛ-110-51).
3. Юго-Восточный энергорайон
Включает в себя следующие объекты:
– Харанорская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация»);
– Приаргунская ТЭЦ (ПАО «ТГК-14»);
– Шерловогорская ТЭЦ (ПАО «ТГК-14»);
– станции промышленных предприятий – Первомайская ТЭЦ, ТЭЦ ППГХО;
– электрические сети 220 кВ и подстанции 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Забайкальское ПМЭС;
– электрические сети 110 кВ и подстанции 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - Читаэнерго;
– ПС 220 кВ и 110 кВ филиала ОАО «РЖД» Центральная дирекция инфраструктуры (филиал Забайкальская дирекция инфраструктуры).
По межсистемным связям Юго-Восточный энергорайон ограничивают следующие ВЛ 220 кВ с Амурской энергосистемой:
– ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т (ВЛ-226);
– ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка (ВЛ-220-02).

По внутрисистемным связям Юго-Восточный энергорайон ограничивают следующие ВЛ:
– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Новая (ВЛ-201);
– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита-1 (ВЛ-202);
– ВЛ 110 кВ Лесная – Вторая с отпайкой на ПС Ингода (ВЛ-110-51).
4. Приаргунский энергорайон
Входит в состав Юго-восточного энергорайона и включает в себя следующие объекты:
– Приаргунская ТЭЦ (ПАО «ТГК-14»);
– ПС 110 кВ Кадая, ПС 110 кВ Михайловка, ПС 110 кВ Благодатка филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго»;
– электрические сети 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - Читаэнерго.
Связь Приаргунского энергорайона с энергосистемой Забайкальского края осуществляется по ВЛ 110 кВ Кличка – Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24).
5. Краснокаменский энергорайон
Энергорайон входит в состав Юго-Восточного энергорайона и включает в себя следующие объекты:
– ТЭЦ ППГХО (филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске);
– ПС 220 кВ ЦРП ППГХО;
– ПС 110 кВ и электрические сети 110 кВ ПАО «ППГХО».
Связь Краснокаменского энергорайона с энергосистемой Забайкальского края осуществляется по:
– ВЛ 220 кВ Шерловогорская – ЦРП ППГХО (ВЛ-237);
– ВЛ 110 кВ Кличка – ТЭЦ ППГХО с отпайкой на ПС Уртуй I цепь (ВЛ-110-26);
– ВЛ 110 кВ Кличка – ТЭЦ ППГХО с отпайкой на ПС Уртуй II цепь (ВЛ-110-27);
– ВЛ 110 кВ Абагайтуй – ТЭЦ ППГХО (ВЛ-110-39);
– ВЛ 110 кВ ТЭЦ ППГХО – Забайкальск.
6. Западный энергорайон
Включает в себя следующие объекты:
– электрические сети 220 кВ и подстанции 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Забайкальское ПМЭС;
– электрические сети 110 кВ и подстанции 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - Читаэнерго;
– ПС 220 кВ филиала ОАО «РЖД» Центральная дирекция инфраструктуры (филиал Забайкальская дирекция инфраструктуры).
По межсистемным связям Западный энергорайон ограничивают следующие ВЛ 220 кВ с Бурятской энергосистемой:
– ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская (ВЛ-583);
– ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижа (КПЗ-283);
– ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск (НПЗ-282-284);
– ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур (СПЗ-262).

По внутрисистемным связям Западный энергорайон ограничивают следующие ВЛ:
– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита I цепь (ВЛ-293);
– ВЛ 220 кВ Читинская ТЭЦ-1 – Чита II цепь (ВЛ-296);
– ВЛ 110 кВ Лесная – Вторая с отпайкой на ПС Ингода (ВЛ-110-51).
7. Южный энергорайон
Энергорайон входит в состав Юго-Восточного энергорайона и включает в себя следующие объекты:
– ТЭЦ ППГХО (филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске);
– ПС 220 кВ ЦРП ППГХО;
– Приаргунская ТЭЦ (ПАО «ТГК-14»);
– электрические сети 110 кВ и ПС 110 кВ ПАО «ППГХО»;
– электрические сети 110 кВ и подстанции 110 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири» - Читаэнерго.
Связь Южного энергорайона с энергосистемой Забайкальского края осуществляется по:
– ВЛ 220 кВ Шерловогорская – ЦРП ППГХО (ВЛ-237);
– ВЛ 110 кВ Балей – Шелопугино (ВЛ-110-22);
– ВЛ 110 кВ Борзя Восточная – Харанор с отпайкой на ПС Борзя Западная (ВЛ-110-35).

Упрощенная схема энергосистемы с выделением энергорайонов представлена в приложении 5.

Энергосистема Забайкальского края граничит с энергосистемой Республики Бурятия (ОЭС Сибири) и Амурской энергосистемой (ОЭС Востока).

№	Класс напряжения	Наименование объекта	Протяженность, км
С Бурятской энергосистемой (ОЭС Сибири)			
1.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская (ВЛ-583)	187,2
2.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур (СПЗ-262)	40,3
3.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск (НПЗ-282-284)	45,8
4.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижя (КПЗ-283)	18,4
5.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47)	88,9
6.	110 кВ	ВЛ 110 кВ Сосновоозерск – Беклемишево с от. на ПС Грязнуха (СБ-123)	101,3
7.	110 кВ	ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара (ТТ-72) (в габаритах 220 кВ)	237,3
С Амурской энергосистемой (ОЭС Востока)			
1.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т (ВЛ-220-01)	26,5

2.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка (ВЛ-220-02)	53,7
3.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Хани – Чара (БД-75)	128,1

Таблица 1.2.14. Протяженность ВЛ, КЛ в одноцепном исчислении по классам напряжения по состоянию на 1 января 2020 года (км)

Принадлежность	110 кВ	220 кВ	500 кВ	Всего
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Забайкальское ПМЭС	-	4749,2	356,3	5105,5
Филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»	4345,6	-	-	4345,6
Прочие потребительские линии электропередачи	214,8	69,1	-	283,9
Итого	4554,2	4818,3	356,3	9728,7

Таблица 1.2.15. Установленная мощность трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим напряжением 110 кВ и выше на территории энергосистемы Забайкальского края (МВА)

Принадлежность	110 кВ	220 кВ	Всего
АО «Интер РАО – Электрогенерация» (Харанорская ГРЭС)*	-	250,0	250,0
ПАО «ТГК-14»*, в том числе:	103,3	375,0	478,3
Читинская ТЭЦ-1	-	375,0	375,0
Читинская ТЭЦ-2	30,0	-	30,0
Приаргунская ТЭЦ	38,3	-	38,3
Шерловогорская ТЭЦ	35,0	-	35,0
ПАО «ФСК ЕЭС» - Забайкальское ПМЭС	38,3	1556,0	1594,3
Филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»	1792,2	-	1792,2
Прочие:	1216,	2485,0	3701,2
Забайкальская железная дорога	610,4	2155	2765,4
ПАО «ППГХО»	362,2	250,0	612,2
Жирекенский ГОК	62,6	-	62,6
Харанорский разрез	32,0	-	32,0
Первомайская ТЭЦ	32,0	-	32,0
827-й объект	32,0	-	32,0
ЧЗРД (ПС АСЗ)	50,0	-	50,0
ООО «Удоканский ГМК»	-	80,0	80,0
Итого в электросетях	2999,2	4041,0	7040,2
Итого на электростанциях	103,3	625,0	728,3
Всего по энергосистеме	3102,5	4666,0	7768,5

* - мощность трансформаторов указана без учета трансформаторов собственных нужд, без учета резервных фаз, находящихся в консервации и блочных трансформаторов

Забайкальская энергосистема имеет электрические связи с энергосистемой Монголии по сети 10 кВ. Связь Забайкальской энергосистемы с Монголией осуществляется по ВЛ 10 кВ Соловьевск – Эренцав и ВЛ 10 кВ Верхний Ульхун – Ульхан-Майхан. Контролируемые сечения на связях Забайкальской ЭС с ЭС Монголии отсутствуют (не требуются).

С апреля 2016 года ВЛ 10 кВ Соловьевск – Эренцав отключена со стороны Монголии, под напряжением со стороны России, передача

электроэнергии от ЭС Забайкальского края осуществляется по ВЛ 10 кВ Верхний Ульхун – Ульхан-Майхан.



Рисунок 1.6. Карта-схема участка сети со связями Забайкальской ЭС с ЭС Монголии

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Объем поставки	653	153	43	55	74

1.2.5. Особенности функционирования энергосистемы региона, проблемы и «узкие места»

Особенностями функционирования энергосистемы Забайкальского края в составе ЕЭС России являются:

- избыточность по мощности и условная дефицитность по электроэнергии;
- параллельная работа с ОЭС Сибири и изолированная от ОЭС Востока;
- часть потребителей энергосистемы вдоль Транссиба питается от ОЭС Востока, при этом в ремонтных или послеаварийных режимах возможен перенос точки деления сети 220 кВ по транзиту Ерофей Павлович – Могоча – Холбон;
- неравномерность и несимметричность нагрузки потребления (доля потребления электротяги Забайкальской железной дороги составляет более 30 % от суммарной нагрузки потребления);
- необходимость ввода графиков аварийного ограничения (далее – ГАО) при отключении ВЛ 110 кВ Кличка – Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24);
- ограничения выдачи мощности ТЭЦ ППГХО.

По информации филиала АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ в энергосистеме Забайкальского края имеется одно «узкое» место:

1. Связь Приаргунского энергорайона с энергосистемой по одной ВЛ 110 кВ Кличка – Приаргунская ТЭЦ (В-110-24);

Приаргунский энергорайон включает в себя основные электросетевые объекты: ПС 110 кВ Кадая, ПС 110 кВ Михайловка, ПС 110 кВ Благодатка.

Границы Приаргунского энергорайона определяет выключатель ВЛ 110 кВ Кличка – Приаргунская ТЭЦ (В-110-24) на ПС 110 кВ Кличка.

Электроснабжение потребителей Юго-Восточного энергорайона осуществляется от центров питания подстанций 110 кВ Кадая (Калганский район), ПС 110 кВ Михайловка (Нерчинско-Заводский район), ПС 110 кВ Благодатка (Нерчинско-Заводский район) и от шин 110 кВ Приаргунской ТЭЦ.

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией, приводящей к нарушению допустимых параметров режима, является вывод в ремонт или аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кличка – Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24) в нормальной схеме в летний период.

Максимальное потребление энергорайона в летний период составляет 13,9 МВт. Данная режимная ситуация приводит к выделению Приаргунского энергорайона на изолированную работу с дефицитом активной мощности 4,9 МВт (при работе Приаргунской ТЭЦ с располагаемой мощностью 9 МВт) с отключением нагрузки потребителей действием АОСЧ (ДАР, АЧР).

Схемно-режимными мероприятиями, направленными на включение нагрузки, отключенной действием ПА, являются:

- загрузка Приаргунской ТЭЦ до величины располагаемой мощности;
- перевод части нагрузки (3,5 МВт) на электроснабжение от ТЭЦ ППГХО.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий объем нагрузки потребителей, включение которых невозможно до ввода в работу ВЛ 110 кВ Кличка – Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24), составляет 1,4 МВт.

После выполнения схемно-режимных мероприятий (загрузка Приаргунской ТЭЦ до величины располагаемой мощности, перевод части нагрузки (3,5 МВт) на электроснабжение от ТЭЦ ППГХО) объем нагрузки потребителей, включение которых невозможно, составляет 1,4 МВт в летний период)»

Кроме того, техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям Филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго» (приложение к Договору № 20.7500.4397.14 от 27 марта 2015 года об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям) планируется присоединение в Приаргунском энергорайоне нового потребителя – месторождения «Железный Кряж» (в 37 км северо-восточнее районного центра с. Калга, Калганского района, Забайкальского края) со строительством ПС 110 кВ Висмут в точке присоединения. Проектом электроснабжения предусмотрен ввод мощности 11,7 МВт в декабре 2021 года. Что приведет к увеличению дефицита мощности в послеаварийном режиме.

Для обеспечения допустимых значений параметров электроэнергетического режима планируется строительство ВЛ 110 кВ Ново-Широкая – Благодатка протяженностью 84,6 км, проводом марки АС-185.

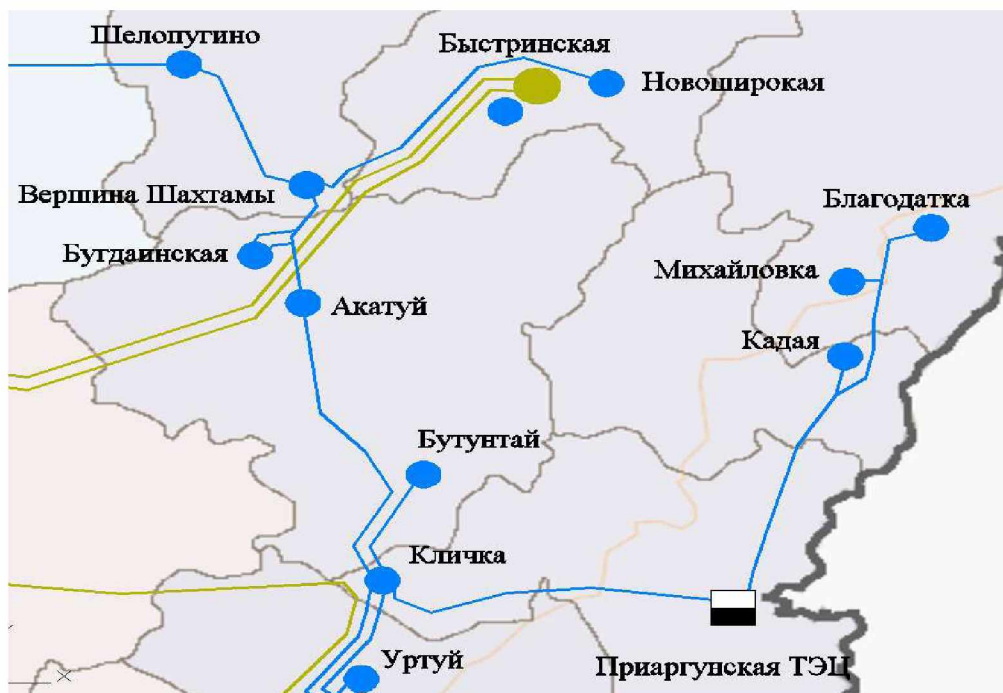


Рисунок 1.7. Приаргунский энергорайон

Кроме того, в Южном энергорайоне Забайкальского края для уменьшения времени ликвидации аварии при определяющем возмущении, которым является однофазное короткое замыкание (КЗ) вблизи шин 110 кВ ТЭЦ ППГХО с отказом выключателя и УРОВ в 2019 году выполнен комплекс ЛАПНУ с реконструкцией РЗА на ТЭЦ ППГХО и ПС 220 кВ ЦРП ППГХО. Выполнение данных мероприятий позволило увеличить величину максимально допустимой нагрузки ТЭЦ ППГХО без дополнительного сетевого строительства до 270 МВт в летний период и до 315 МВт в зимний период, сохранить динамическую устойчивость ТЭЦ ППГХО при нормативном возмущении «отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ с отказом одного выключателя», а также уменьшить время ликвидации КЗ.

1.3. Характеристика объектов и систем теплоснабжения Забайкальского края

В разделе представлена характеристика существующего состояния теплоснабжения Забайкальского края на основании материалов, полученных от теплоснабжающих организаций городов и поселков, статистической отчетности, а также карт-схем теплоснабжения населенных пунктов.

1.3.1. Теплопотребление в регионе и структура отпуска тепловой энергии основными теплоисточниками

Суммарная установленная тепловая мощность электростанций, подключенных к системе централизованного теплоснабжения энергосистемы Забайкальского края, составляет 2599,8 Гкал/час.

Наименование электростанции	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	192,3
Филиал ПАО «ТГК-14» - «Читинская генерация», в т.ч.:	
Читинская ТЭЦ-1	1072
Читинская ТЭЦ-2	233
Шерловогорская ТЭЦ	99,5
Приаргунская ТЭЦ	110
Электростанции промышленных предприятий, в т.ч.:	
ТЭЦ ПАО «ППГХО»	805
Первомайская ТЭЦ	88
Итого	2599,8

Основная доля (более 58%) установленной тепловой мощности электростанций принадлежит Филиалу ПАО «ТГК-14» - «Читинская генерация», который состоит из четырех электростанций, обеспечивающих теплоснабжение потребителей г. Чита, п. Шерловая Гора и п. Приаргунск.

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	5404,53	5120,32	4818,25	5026,42	4906,1
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	-27,143	-284,21	-302,07	208,17	-120,36
Среднегодовые темпы прироста, %	-0,5	-5,3	-5,9	4,3	-2,4

Суммарный объем производства тепловой энергии в 2019 году составил 13,15 млн Гкал, что на 2,4% ниже уровня предыдущего года. Отпуск тепловой энергии от электростанций края в 2019 году сократился на 2,4 % по сравнению

с уровнем предыдущего года и составил 4906,1 тыс. Гкал. За рассматриваемый период с 2015 по 2019 гг. наблюдается сокращение отпуска тепла от электростанций на 10,2 %.

Отпуск тепла электростанциями филиала ПАО «ТГК-14» - «Читинская генерация» снизился на 9,4% по сравнению с 2015 годом. Наибольшее сокращение отпуска тепловой энергии (23,3%) в период с 2015 по 2019 гг. наблюдается на Читинской ТЭЦ-2. Электростанции промышленных предприятий, в общем, уменьшили отпуск тепла за рассматриваемый период на 8,5%. Отпуск тепловой энергии на котельных края в период с 2015 по 2019 гг. снизился на 2,5%.

Доля котельных в общем отпуске тепловой энергии Забайкальского края увеличилась на 0,2 % и в 2019 году составила около 62,7 %. Доля источников теплоснабжения ПАО «ТГК-14» в общем отпуске тепловой энергии несколько сократилась и составила 23,0%.

Таблица 1.3.3. Структура отпуска тепловой энергии электростанций и котельных Забайкальского края в периоде с 2015 по 2019 гг.							
№	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс.Гкал					Параметры пара, вид топлива
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
1.	Забайкальский край, всего	13843,5	13647,8	13243,5	13388	13153,0	-
Филиала «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»							
2.	Харанорская ГРЭС	95,26	98,48	98,62	95,95	98,89	бурый уголь
Филиал ПАО «ТГК-14»-»Читинская генерация», в том числе:							
Читинская генерация всего		3339,58	3093,23	2981,92	3164,55	3025,83	-
3.	Читинская ТЭЦ-1	2584,58	2354,34	2307,9	2499,96	2397,27	П-отбор – 10,0-16,0 кгс/см ² , Т-отбор – 0,7-4,0 кгс/см ² , бурый уголь
4.	Читинская ТЭЦ-2	486,47	472,58	410,72	394,44	372,94	Т-отбор – 4,0-7,0 кгс/см ² , бурый уголь
5.	Шерловогорская ТЭЦ	144,71	143,73	142,4	148,56	139,49	П-отбор – 8,0-13,0 кгс/см ² , Т-отбор – 1,7-2,5 кгс/см ² , бурый уголь
6.	Приаргунская ТЭЦ	123,82	122,58	120,9	121,59	116,13	П-отбор – 8,0-13,0 кгс/см ² , Т-отбор – 1,7-2,5 кгс/см ² , бурый уголь

Электростанции промышленных предприятий							
Всего, в том числе:		1947,80	1908,15	1737,67	1759,47	1781,34	-
7.	ТЭЦ ПАО «ППГХО»	1826,47	1781,7	1598,39	1617,86	1640,14	П-отбор – 8,0-18,0 кгс/см ² , Т-отбор – 0,5-2,5 кгс/см ² , бурый уголь
8.	Первомайская ТЭЦ	121,33	126,45	139,28	141,61	141,20	Т-отбор – 4,0-7,0 кгс/см ² , бурый уголь
Котельные (энергокомпаний, муниципальные)							
Всего от котельных:		8460,9	8547,9	8425,3	8368	8246,951	-
9.	ДУ «ЧЭК»	183,81	207,37	167,35	173,41	218,451	бурый уголь
10.	МУП котельные	8277,09	8340,53	8257,95	8194,59	8028,5	бурый уголь

Таблица 1.3.4. Динамика и структура потребления тепловой энергии по крупным муниципальным образованиям Забайкальского края в периоде с 2015 по 2019 гг. (тыс. Гкал)

Наименование населенного пункта, объекты отпуска тепла, потребители	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Всего по Забайкальскому краю	10994,2	11348,9	10465,8	10651,2	10725,1
пгт. Ясногорск, Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация», в т.ч.	95,3	98,5	98,6	95,3	98,9
ОАО «Коммунальник»	95,0	98,5	98,6	95,3	98,9
ООО «Разряд»	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Краснокаменск, ТЭЦ ПАО «ППГХО», в т.ч.	1416,1	1321,6	1084,0	1081,5	1100,3
Юридические лица, в т.ч.	996,4	902,4	685,5	682,2	701,4
ПАО «ППГХО»	800,2	719,0	521,6	537,9	564,1
Бюджетные организации	91,2	84,6	76,8	75,7	73,2
Прочие потребители	105,0	98,8	87,1	68,6	64,0
Население	419,7	419,2	398,5	399,3	398,9
По региону, Филиал ПАО «ТГК-14» - «Читинская генерация», в т.ч.	2677,9	2692,6	2575,3	2692,5	2688,0
Юридические лица, в т.ч.	1185,2	1191,4	1152,4	1191,3	1188,0
Бюджетные организации	381,0	401,6	413,5	401,5	405,8
Прочие потребители	804,2	789,8	738,9	789,8	782,2
Население	1492,7	1501,2	1422,9	1501,2	1500,0
г. Чита, Читинская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-2	2480,3	2487,2	2379,7	2487,2	2492,7
Юридические лица, в т.ч.	1132,6	1138,2	1102,9	1138,2	1141,9
Бюджетные организации	342,3	363,0	377,6	363,0	370,5
Прочие потребители	790,3	775,2	725,3	775,2	771,4
Население	1347,7	1349,0	1276,8	1349,0	1350,8
п. Приаргунск, Приаргунская ТЭЦ	95,3	94,5	92,6	94,4	93,4
Юридические лица, в т.ч.	38,4	38,0	35,6	37,9	32,5
Бюджетные организации	27,5	26,7	25,5	26,6	24,9
Прочие потребители	10,9	11,3	10,1	11,3	7,7
Население	56,9	56,5	56,9	56,5	60,8

п. Шерловая Гора, Шерловогорская ТЭЦ	102,3	110,9	103,2	110,9	102,0
Юридические лица, в т.ч.	14,2	15,2	13,9	15,2	13,6
Бюджетные организации	11,2	11,9	10,4	11,9	10,5
Прочие потребители	3,0	3,3	3,5	3,3	3,1
Население	88,1	95,7	89,3	95,7	88,4
г. Чита, ДУ «ЧЭК»	142,7	143,8	167,3	160,9	160,0
Юридические лица, в т.ч.	36,9	36,8	42,3	41,6	40,7
Бюджетные организации	25,3	26,7	29,0	21,0	20,1
Прочие потребители	11,6	10,1	13,3	20,6	20,6
Население	105,8	107,0	125,0	119,3	119,3
п. Первомайский, Первомайская ТЭЦ	103,9	115,5	106,1	106,8	106,7
Юридические лица, в т.ч.	26,3	32,3	20,6	21,2	21,1
Бюджетные организации	17,8	18,5	14,9	15,4	15,4
Прочие потребители	8,5	13,8	5,7	5,8	5,7
Население	77,6	83,2	85,5	85,6	85,6
По региону, МУП котельные	6558,3	6976,9	6434,5	6514,2	6571,3
Бюджетные организации	1590,4	1724,4	1584,5	1620,6	1390,59
На производственные нужды	626,0	990,2	612,0	615,3	970,34
Прочие потребители	785,9	673,9	752,0	793,8	727,861
Население	3556,0	3588,4	3486,0	3484,5	3482,51

За рассматриваемый период с 2015 по 2019 гг. в Забайкальском крае наблюдается снижение теплотребления на 1,9%. Это вызвано, в основном, снижением количества конечных потребителей энергии, а также повышением энергоэффективности тепловых сетей.

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе с потреблением более 5 Гкал/ч или более 25 тыс. Гкал/год с указанием наименования, места расположения, годового объема теплотребления и источника покрытия потребителя за отчетный период 2014-2018 гг. приведен в таблице 1.3.5.

№	Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Годовой объем теплотребления, тыс. Гкал					Источник покрытия тепловой нагрузки
			2015	2016	2017	2018	2019	
1.	ОАО «Коммунальник», пгт. Ясногорск	ЖКХ	95,3	98,5	98,6	95,3	98,89	Харанорская ГРЭС
2.	Объекты Министерства Обороны (АО «ГУ ЖКХ», ФКУ «ОСК ВВО»), г. Чита	ЖКХ	87,4	95,6	96,7	98,4	98,1	Читинская ТЭЦ-1 Читинская ТЭЦ -2
3.	ФГБОУ ВО «Забайкальский ГУ», г. Чита	ЖКХ	32,4	33,4	33,2	33,8	33,4	Читинская ТЭЦ-1 Читинская ТЭЦ -2

4.	Комитет образования Читы	Образование	82,1	78,5	79,1	80,5	80,3	Читинская ТЭЦ-1 Читинская ТЭЦ -2
5.	ПАО «ППГХО», г. Краснокаменск	Промышленность	800,2	719,0	720,7	733,4	564,1	ТЭЦ ППГХО
6.	УМП «ЖКУ», г. Краснокаменск	ЖКХ	406,9	405,4	408,9	416,1	398,9	ТЭЦ ППГХО
7.	ОАО «РЖД»	Транспорт	47,1	47,5	48,9	49,8	50,4	Читинская ТЭЦ-1 Читинская ТЭЦ -2

Наибольшая доля потребления тепловой энергии приходится на крупные муниципальные образования Забайкальского края, в которых сформировались централизованные системы теплоснабжения на базе таких источников, как читинские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, Шерловогорская ТЭЦ, Приаргунская ТЭЦ, (ПАО «ТГК-14»), Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»), ТЭЦ ППГХО (АО «ОТЭК»), Харанорская ГРЭС (АО «Интер РАО - Электрогенерация»).

1.3.2. Анализ эффективности и проблем систем теплоснабжения в муниципальных образованиях Забайкальского края

Основу теплоснабжения Забайкальского края составляют муниципальные котельные. Основными предприятиями, осуществляющими централизованное теплоснабжение потребителей в Забайкальском крае, являются:

– ПАО «ТГК-14», обеспечивающее функционирование четырех ТЭЦ – Читинской ТЭЦ-1, Читинской ТЭЦ-2, Шерловогорской ТЭЦ, Приаргунской ТЭЦ. Суммарная установленная тепловая мощность составляет 1077 Гкал/час.

– Филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске, обеспечивающий функционирование ТЭЦ ППГХО, тепловая мощность которой составляет 805 Гкал/час.

– Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация», обеспечивающий функционирование Харанорской ГРЭС (в основном осуществляет выработку электрической энергии), установленная тепловая мощность составляет 192 Гкал/час,

– АО «ЗабТЭК», обеспечивающее функционирование Первомайской ТЭЦ, тепловая мощность которой составляет 88 Гкал/час, а также 96 котельных.

– Предприятия различных форм собственности (ООО, ОАО, МУП) жилищно-коммунального хозяйства Забайкальского края, обеспечивающие функционирование 1208 источников теплоснабжения, суммарной тепловой мощностью 5463,4 Гкал/час.

№	Показатель	2015	2016	2017	2018	2019
1	Протяженность паровых и тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км	2248.5	2291.3	2285.0	2021.9	2002,4
2	Паровые и тепловые сети, нуждающиеся в замене, км	582.5	681.9	644.8	503.6	519,9

В Забайкальском крае на конец 2019 года 1255 источников теплоснабжения суммарной мощностью 5360,3 Гкал/ч обеспечивали тепловой энергией население и организации Забайкальского края (521 источник теплоснабжения в городской местности и 734 источника в сельской местности).

Наибольшая суммарная мощность источников теплоснабжения наблюдалась в городском округе «Город Чита» – 1654.7 Гкал/ч, наименьшая - в муниципальном районе «Тунгиро-Олёкминский район» - 2.0 Гкал/ч.

В муниципальном районе «Красночикийский район» 55.5% тепловых сетей нуждаются в замене, в муниципальном районе «Ононский район» - 60.2%.

Наибольшее число аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях произошло в муниципальном районе «Читинский район» - 18 аварий (16,2% от общего числа аварий в крае) и муниципальном районе «Оловянинский район» - 16 аварий (14,4%).

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Число источников теплоснабжения, единиц	1206	1208	1231	1213	1255
в том числе мощностью до 3 Гкал/час	996	1018	1019	1009	1047
Суммарная мощность, Гкал/час	5205.7	5463.4	5489.7	5464.7	5360,3
Количество установленных котлов	2800	2735	2780	2695	2813
Произведено теплоэнергии, тыс. Гкал	8597,6	8460,9	8547,8	7936,0	8246,9
Отпущено теплоэнергии своим потребителям, тыс. Гкал, из них:	7196.3	6943.6	6990.6	6467.6	6573,1
населению	3697.2	3556.0	3588.4	3569.9	3482,5
бюджетофинансируемым организациям	1690.7	1590.4	1724.4	1457.2	1390,6
Потери теплоэнергии:					
тыс. Гкал	1528	1555	1504	1456	1457,2
в процентах, к подаваемой в сеть	18	18	18	18	17,67

На твердом топливе работают 97,6 % общего числа источников теплоснабжения. Среди отопительных котельных, отпускающих тепло и горячую воду для населения и объектов социальной сферы, преобладают мелкие, малоэффективные: в 2018 году 82,7 % котельных мощностью до 3 Гкал/час выработали лишь 14,3 % общего объема тепла.

Такие котельные обеспечивают теплом и горячей водой население и объекты социальной сферы муниципальных районов: «Газимуро-Заводский район», «Нерчинско-Заводский район», «Ононский район», «Тунгиро-Олёкминский район», «Кыринский район».

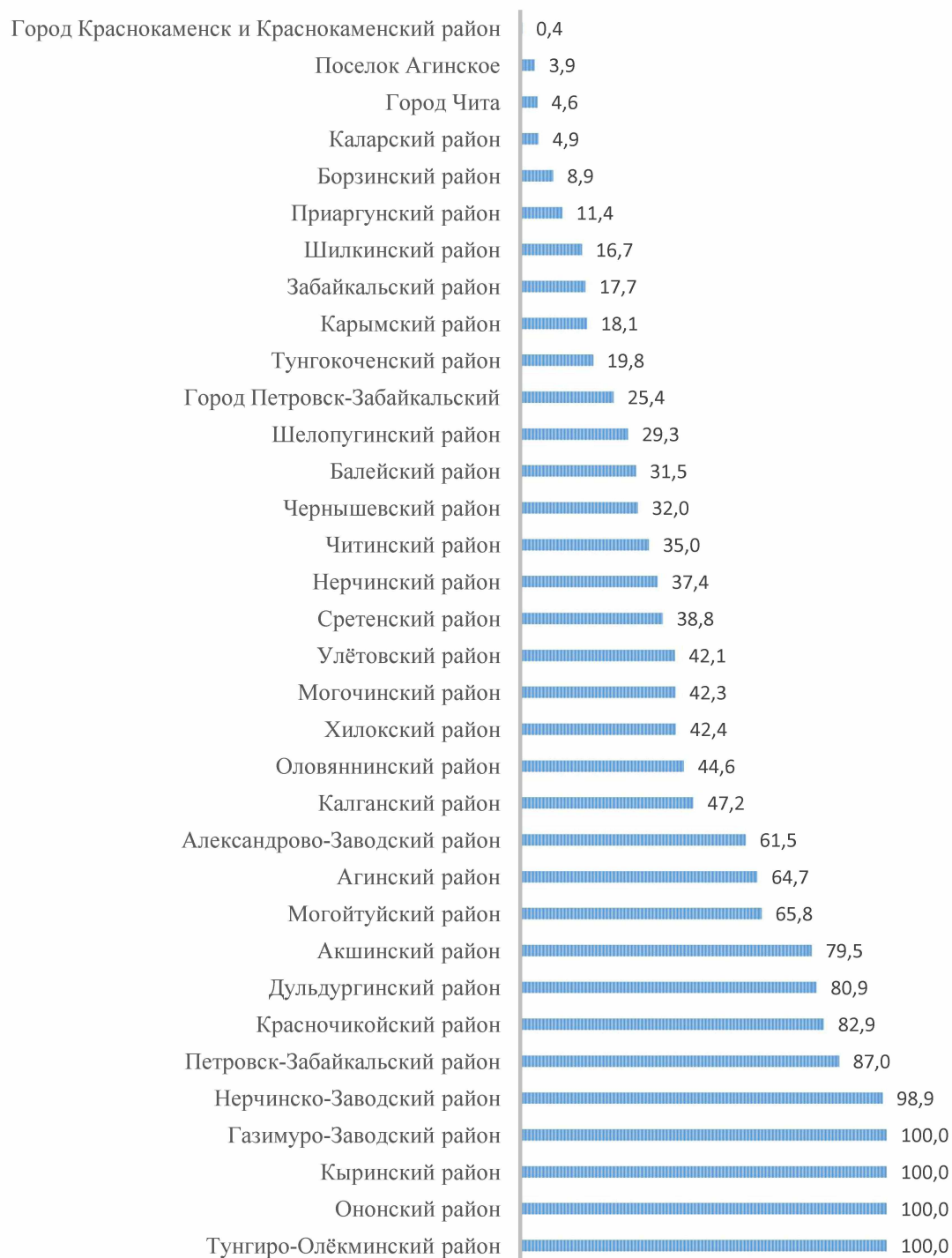


Рис. 1.3.2.1. Удельный вес мощности котельных производительностью до 3 Гкал/ч в суммарной мощности источников теплоснабжения в 2019 году (%)

В рамках подготовки объектов коммунальной инфраструктуры к осенне-зимнему периоду 2019/2020 гг. заменено теплогенерирующее оборудование в 209 котельных, проведен ремонт 71,9 км тепловых сетей, что позволило снизить потери тепловой энергии на 0,33 %.

В 2019 году начата разработка проектно-сметной документации на строительство газовой котельной в пгт. Холбон взамен нерентабельной электрочотельной.

Основными технологическими проблемами в теплоснабжении Забайкальского края, обуславливающую низкую эффективность функционирования теплоснабжающих систем являются:

- низкая эффективность оборудования котельных, ввиду их износа и отсутствия систем автоматизации;
- недостаточная тепловая защита теплотрасс;
- низкая надежность и пропускную способность существующих магистральных и внутриквартальных тепловых сетей;
- износ внутримногомальных сетей теплоснабжения.

1.4. Единый топливный баланс Забайкальского края и динамика показателей энергоэффективности в регионе

На территории Забайкальского края располагаются 46 угольных месторождений, из которых 22 оценено и разведано. На государственном балансе числятся запасы около 4,5 млрд тонн. Угли Забайкальского края представлены почти всеми известными разновидностями от бурых (1Б, 2Б, 3Б) до каменных (Д, Г) и коксующихся (Ж, КЖ, К, ОС, КС, Т). На сегодняшний день добычу угля осуществляют предприятия, принадлежащие ОАО «СУЭК»: это разрез «Харанорский», «Восточный» и «Тугнуйский», принадлежащий ПАО «ППГХО» разрез «Уртуйский», кроме них в крае работают 5 предприятий, которые добывают уголь для местных нужд: ОАО «Зашуланский угольный разрез», АО «Буртуй» в Хилокском районе, ТОО «Малый Апасат» в Каларском районе, ОАО «Урейский угольный разрез» в Акшинском районе, АО «Нерчуган» в Могочинском районе.

Основные ресурсы углей (90 %) сосредоточены в 6 группах месторождений:

Северная	Апасатское, Читкандинское, Нерчуганское и др.
Западная	Олонь-Шибирское, Никольское, Тарбагатайское
Чикойская	Красночикойское, Зашуланское, Шимбеликское
Центральная	Харанорское, Чиндантское, Даурское, Татауровское, Арбагаро-Холбонское, Беклемишевская и Тангинская площади
Приаргунская	Уртуйское, Кутинское, Пограничное, Приозерное и др.
Южная	Уртуйское, Кутинское, Пограничное, Приозерное и др.

Состояние угольных ресурсов и динамика добычи угля за последние 5 лет на территории Забайкальского края характеризуются следующими показателями.

Общие ресурсы ископаемых углей составляют 7,1 млрд тонн, из них числятся на государственном балансе по категориям А+В+С₁+С₂ – 4,5 млрд. т., в том числе ресурсы бурых углей – 3,1 млрд. т. (на государственном

балансе – 2,2 млрд. т.); ресурсы каменных углей – 4,0 млрд. т. (на государственном балансе – 2,3 млрд. т.). Из числящихся на государственном балансе запасов бурых углей (по категориям А+В+С₁+С₂) распределенный фонд составляет – 58%, по каменным углям – 11,3%.

При преобладании в общем балансе ресурсов каменных углей (56,4%), в структуре добычи основную долю составляют бурые угли (75-80%), каменные угли добываются, главным образом, Тугнуйским разрезом на Олонь-Шибирском месторождении и для местных нужд (Апсатское, Зашуланское, Урейское, Нерчуганское).

Действующие угледобывающие предприятия обеспечены разведанными запасами на длительную перспективу (40-70 лет), имеется возможность увеличения мощности разрезов на 30-40 % при наличии потребности

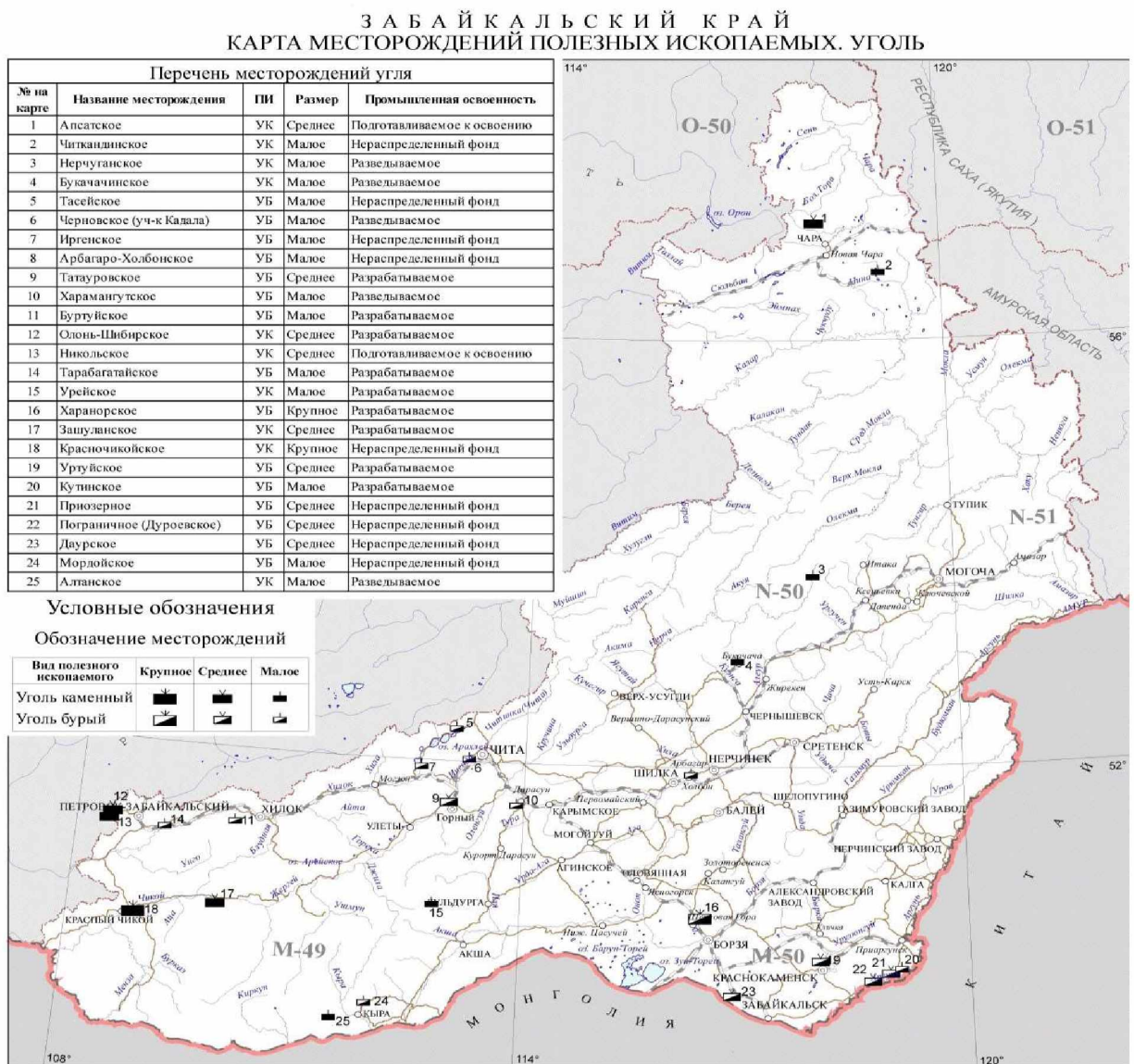


Рисунок 1.4.1. Схема расположения угольных месторождений и углепроявлений на территории Забайкальского края

Сводные показатели по характеристике основных угольных месторождений на территории региона приведены в приложении 6.

Основным видом топлива для ТЭС энергосистемы Забайкальского края являются бурые угли, добываемые открытым способом на местных угольных разрезах.

Другие виды топлива, ввиду удалённости региона от мест добычи, являются неконкурентоспособными. Мазут используется лишь в качестве растопочного топлива и для работы ПВК (Харанорская ГРЭС и Читинская ТЭЦ-2).

Потребитель, вид топлива	Год					
	2017		2018		2019	
	Расход топлива, тыс. т у.т.	Доля, %	Расход топлива, тыс. т у.т.	Доля, %	Расход топлива, тыс. т у.т.	Доля, %
Читинская генерация, в том числе:	1109,22	100,0	1159,09	100,0	1126,26	100,0
мазут	1,89	0,2	1,97	0,2	2,62	0,2
уголь	1107,33	99,8	1157,12	99,8	1123,64	99,8
Читинская ТЭЦ-1	949,86	100,0	997,59	100,0	971,63	100,0
мазут	1,64	0,2	1,72	0,2	1,52	0,2
уголь	948,22	99,8	995,87	99,8	970,11	99,8
Читинская ТЭЦ-2	84,24	100,0	86,50	100,0	81,44	100,0
мазут	0,01	0,0	0,04	0,0	0,74	0,9
уголь	84,23	100,0	86,46	100,0	80,70	99,1
Шерловогорская ТЭЦ	37,15	100,0	37,40	100,0	37,65	100,0
мазут	0,14	0,4	0,15	0,4	0,23	0,6
уголь	37,01	99,6	37,25	99,6	37,42	99,4
Приаргунская ТЭЦ	37,97	100,0	37,60	100,0	35,54	100,0
мазут	0,10	0,3	0,06	0,2	0,13	0,4
уголь	37,87	99,7	37,54	99,8	35,41	99,6
Харанорская ГРЭС	1202,59	100,0	1180,44	100,0	1211,61	100,0
мазут	2,99	0,2	3,21	0,3	3,29	0,3
уголь	1199,60	99,8	1177,23	99,7	1208,32	99,7
ТЭЦ ПАО «ППГХО»	750,53	100,0	717,43	100,0	704,39	100,0
мазут	1,46	0,2	0,19	0,0	1,22	0,2
уголь	749,07	99,8	717,24	100,0	703,17	99,8
Первомайская ТЭЦ	28,92	100,0	29,12	100,0	29,12	100,0
мазут	0,06	0,2	0,06	0,2	0,06	0,2
уголь	28,86	99,8	29,06	99,8	29,06	99,8
Итого	3091,26	100,0	3087,29	100,0	3071,38	100,0
мазут	6,40	0,2	6,64	0,2	7,19	0,2
уголь	3084,86	99,8	3080,65	99,8	3064,19	99,8

За рассматриваемый период расход топлива на электростанциях на производство электрической и тепловой энергии менялся не значительно и в 2019 году, составил 3064,19 тыс. т.у.т., что на 0,5 % ниже уровня 2018 года.

Доля угля в топливном балансе электростанций края составляет 99,8 %, мазут – 0,2 %.

В структуре расхода угля на электростанциях края доля Харанорской ГРЭС составила 39,4 %, Читинской ТЭЦ-1 – 31,5 %, ТЭЦ ПАО «ППГХО» - 22,9 %. Расход мазута за отчетный год составил 7,19 тыс. т у.т., что на 8,5 % выше 2018 года. В структуре расхода мазута на электростанциях основную долю занимает Харанорская ГРЭС (45,7 %).

№	Показатель	2015	2016	2017	2018	2019
1	Добыча, всего, в т.ч.:	19900	20895	21276	20901	20328
1.1.	Разрез Харанорский	2889	3236	3216	4037	4084
1.2.	Разрез Татауровский (Восточный)	944	806	1310	1323	1400
1.3.	Разрез Уртуйский	2900	3000	3306	3028	3506
1.4.	Разрез Тугнуйский	3055	3526	12298	11209	9775
1.5.	Апсатское месторождение	384	485	600	619	625
1.6.	Разрез Тигнинский	300	321	300	300	270
1.7.	Малые предприятия	9428	9521	246	385	667
2	Потребление, всего, в т.ч.:	8959	8986	9115	9124	9512
2.1.	Всего ТЭЦ, ГРЭС	6007	6034	6163	6172	6560
2.1.1.	ПАО «ТГК-14»	2519	2539	2431	2540	2406
2.1.1.1.	Харанорский	1810	1875	1496	1563	1549
2.1.1.2.	Татауровский	709	628	841	879	828
2.1.1.3.	Уртуйский	0	0	26	27	17
2.1.1.4.	Тигнинский	0	0	14	15	0
2.1.1.5.	Из других регионов	0	36	54	56	12
2.1.2.	Харанорская ГРЭС	2003	2107	2271	2230	2577
2.1.2.1.	Харанорский	622	912	1139	1118	2065
2.1.2.2.	Уртуйский	1381	1195	995	977	448
2.1.2.3.	Тигнинский	0	0	102	100	44
2.1.2.4.	Татауровский	0	0	20	20	0
2.1.2.5.	Из других регионов	0	0	15	15	20
2.1.3.	ТЭЦ ППГХО	1420	1324	1399	1340	1515
2.1.3.1.	Уртуйский	1420	1324	1399	1340	1515
2.1.4.	Первомайская ТЭЦ	65	64	62	62	62
2.1.4.1.	Харанорский	65	64	61	61	61
2.1.4.2.	Из других регионов	0	0	1	1	1
2.2.	Объекты ЖКХ	2952	2952	2952	2952	2952
3	Отгрузка за пределы края	10941	11909	12161	11777	10816

За рассматриваемый период добыча углей в крае оставалась на уровне 21 млн тонн в год, в 2015 году произошло снижение добычи на разрезе Татауровский (Восточный) и Апсатском месторождении на 5 % вследствие сокращения объемов отгрузки угля за пределы края.

Единый топливно-энергетический баланс

Единый топливно-энергетический баланс (ЕТЭБ) представляет собой систему показателей, отражающих полное количественное соответствие между следующими показателями: выработка, отпуск тепла, приход и расход топливно-энергетических ресурсов (угля) в энергосистеме в целом и на отдельных электростанциях.

Таблица 1.4.3. Единый топливно-энергетический баланс Забайкальского края						
№	Показатель баланса	2015	2016	2017	2018	2019
1	Электропотребление, млн кВт·ч, в том числе:	7835,3	7753,5	7863,4	7812,7	8145,6
2	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч, в том числе:	7224,5	7036,0	7107,7	7176,3	7381,7
2.1	Харанорская ГРЭС	3488,6	3502,0	3514,2	3491,6	3729,3
2.2	Читинская ТЭЦ-1	1902,5	1902,2	1956,8	2060,9	1998,6
2.3	ТЭЦ ППГХО	1663,4	1462,5	1470,4	1467,0	1495,0
2.4	Приаргунская ТЭЦ	41,1	42,4	45,7	43,8	43,2
2.5	Читинская ТЭЦ-2	70,0	70,6	64,4	61,4	60,0
2.6	Шерловогорская ТЭЦ	40,2	40,8	42,0	38,4	40,2
2.7	Первомайская ТЭЦ	18,8	15,5	14,2	13,2	13,2
2.8	Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	-	-	-	-	1,3
2.9	Ингодинская СЭС	-	-	-	-	0,9
3	Отпуск тепла, тыс. Гкал, в том числе:	5382,6	5099,9	4818,2	5026,4	4906,1
3.1	Харанорская ГРЭС	95,3	98,5	98,6	96,0	98,9
3.2	Читинская ТЭЦ-1	2584,6	2354,3	2307,9	2412,2	2397,3
3.3	ТЭЦ ППГХО	1826,5	1781,7	1598,4	1671,9	1640,1
3.4	Приаргунская ТЭЦ	123,8	122,6	120,9	122,6	116,1
3.5	Читинская ТЭЦ-2	486,5	472,6	410,7	429,3	372,9
3.6	Шерловогорская ТЭЦ	144,7	143,7	142,4	153,0	139,5
3.7	Первомайская ТЭЦ	121,3	126,5	139,3	141,6	141,2
4	Приход угля, тыс. т	5853	6075,54	6075,91	6239	6396,5
4.1	Харанорская ГРЭС	1911	2059	2271	2281	2503
4.2	Читинская ТЭЦ-1	2087	2109	2001	2202	2094
4.3	ТЭЦ ППГХО	1420	1478	1399	1348	1384
4.4	Приаргунская ТЭЦ	78	76	75	77	100
4.5	Читинская ТЭЦ-2	215	209	182	189	173
4.6	Шерловогорская ТЭЦ	79	81	87	83	81
4.7	Первомайская ТЭЦ	63	64	61	59	62
5	Расход угля, тыс. т	5953,3	5976,9	6013,1	6166,0	6561,0
5.1	Харанорская ГРЭС	2002,9	2125,0	2219,1	2229,0	2578,0
5.2	Читинская ТЭЦ-1	2087,2	2096,1	1982,6	2182,0	2077,3
5.3	ТЭЦ ППГХО	1419,9	1323,8	1399,2	1340,0	1514,9
5.4	Приаргунская ТЭЦ	81,9	80,3	79,9	82,0	75,8
5.5	Читинская ТЭЦ-2	216,8	206,8	181,3	189,0	172,8
5.6	Шерловогорская ТЭЦ	79,3	80,9	86,5	82,0	80,1
5.7	Первомайская ТЭЦ	65,3	63,9	64,4	62,0	62,0
6	Остаток угля, тыс. т	545,6	644,3	698,5	772,0	472,6

6.1	Харанорская ГРЭС	182,1	116,6	157,9	210,0	135,0
6.2	Читинская ТЭЦ-1	115,1	128,0	149,0	169,0	185,2
6.3	ТЭЦ ППГХО	170,4	324,3	328,3	336,0	205,4
6.4	Приаргунская ТЭЦ	49,2	44,4	37,4	32,0	56,4
6.5	Читинская ТЭЦ-2	16,6	18,4	17,8	18,0	17,8
6.6	Шерловогорская ТЭЦ	2,8	3,3	3,7	4,0	4,7
6.7	Первомайская ТЭЦ	9,5	9,3	4,3	3,0	3,0

В соответствии с данными таблиц 1.4.2-1.4.3 на нужды тепловых электростанций края приходится 32 % добываемого угля, отгрузка за пределы края составляет 53 %, на муниципальные котельные приходится 15 %.

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Валовой региональный продукт, млн руб.	248 847	259 868	275 863	285 309	288 162
Численность постоянного населения, тыс. человек	1087,5	1083,0	1079,0	1072,8	1059,7
Численность занятых в экономике, тыс. человек	480,0	477,5	477,3	476,6	477,1
Потребление энергоресурсов, тыс. т.у.т.	6649,0	6837,4	6793,9	6922,6	7089,6
Энергоемкость ВРП, кг у.т./10 тыс. руб.	268,5	246,7	226,0	228,7	212,4
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7754	7863	7813	7961	8145,6
Электроемкость ВРП, кВт·ч/ 10 тыс. руб.	313,0	284,0	260,0	263,0	250,4
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	10994,1	11348,8	10466,0	10651,1	10725,1
Теплоемкость ВРП, Гкал/млн руб.	44,4	41,0	34,8	35,2	38,0

Динамика показателей энергоэффективности Забайкальского края в отчетный период имеет тенденцию к сокращению энергопотребления. Показатели удельной электроемкости и теплоемкости ВРП за рассматриваемый период сокращаются соответственно на 20,0 % и 14,0 %.

В силу географических особенностей и структуры экономики по состоянию на 2019 год энергоемкость ВРП Забайкальского края более чем в 2 раза превышает энергоемкость внутреннего валового продукта Российской Федерации (около 100 кг условного топлива на 10 тыс. ВВП).

1.5. Выводы

1. Основой экономики Забайкальского края является промышленное производство в области энергетики, добычи полезных ископаемых, цветной металлургии, машиностроения и транспортных услуг. По состоянию на 2019

год ВРП региона составил 288,2 млрд. рублей, объем отгруженных товаров – 142,8 млрд рублей, рост индекса промышленного производства к предыдущему году – 3,7 %, численность населения – 1059,7 тыс. человек.

2. Энергосистема Забайкальского края охватывает 97 % населения и всю промышленность. Основными субъектами энергетики являются: в части генерации – ПАО «ТГК-14», АО «Интер РАО – Электрогенерация», филиал АО «ОТЭК», АО «ЗабТЭК», в части электрической сети – филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой Энергетической Системы» - Забайкальское Предприятие магистральных электрических сетей, филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго», в части оперативного управления – филиал АО «СО ЕЭС» «РДУ энергосистемы Забайкальского края».

3. По состоянию на 2019 год установленная мощность тепловых станций централизованной зоны энергоснабжения составила: электрическая – 1593,8 МВт, тепловая – 2,6 тыс. Гкал/ч. Выработка электроэнергии в крае с учетом децентрализованных источников составляет 7,4 млрд кВт·ч. Общее потребление электроэнергии в регионе с учетом децентрализованных потребителей – 8,145 млрд кВт·ч покрывается помимо собственной выработки за счет перетока электроэнергии из ОЭС Сибири в объеме 0,76 млрд кВт·ч. Электропотребление на собственные нужды станций составило 0,79 млрд кВт·ч или 9,9 % от общего потребления, потери в электрических сетях составили 0,88 млрд кВт·ч (11 %).

4. За отчетный период 2015-2019 годы наибольшую долю в электропотреблении Забайкальского края занимает транспорт и связь, что составляет 38,8% от общего объема потребленной электрической энергии. Наиболее крупными промышленными потребителями края являются структуры ОАО «РЖД» (около 39 %), предприятия добывающего сектора и цветной металлургии – ПАО «ППГХО» (14,3 %), коммунальные потребители – сфера ЖКХ и население (11,1 %). Производство и распределение электроэнергии, газа и воды является вторым по объему электропотребления. Доля этого вида экономической деятельности в 2019 году составила 22,0 %. Значительную долю в электропотреблении Забайкальского края занимает добыча полезных ископаемых – 16,0% в 2019 году. Бытовое потребление увеличилось на 44,9 млн кВт·ч по отношению к 2018 году и составляет 927,0 млн кВт·ч – 11,4 % в 2019 году.

5. Наиболее крупными узлами нагрузки Забайкальского края являются Читинский и Краснокаменский энергорайоны.

6. Схема основных связей энергосистемы Забайкальского края сформирована из системообразующей и распределительной сети. Системообразующая сеть состоит из ВЛ 110-220 кВ, общей протяженностью 9728,7 км в одноцепном исчислении. Энергосистема Забайкальского края имеет системообразующие электрические связи с энергосистемами Республики Бурятия (в западном направлении), Амурской областью (в восточном направлении) и тупиковые с Республикой Монголией (в южном направлении).

7. Особенности функционирования энергосистемы Забайкальского

края являются ее избыточность по мощности, совместная работа с ОЭС Сибири и изолированная от ОЭС Востока, наличие одного «узкого» места, приводящего к изолированной работе Приаргунского энергорайона с дефицитом мощности в аварийных режимах.

8. Производство и потребление тепловой энергии в Забайкальском крае в 2019 году составило 13 153,0 и 10 651,2 тыс. Гкал соответственно. Потери в тепловых сетях составляют порядка 2 501 тыс. Гкал или 18 % от общего объема полезного отпуска. Значительная доля производства тепловой энергии Забайкальского края приходится на котельные производственных предприятий и муниципальные котельные (62,7 %). Теплоснабжение наиболее крупных муниципальных образований Забайкальского края (г. Чита, г. Краснокаменск, пгт. Ясногорск, п. Шерловая Гора, п. Приаргунск, п. Первомайский) осуществляется за счет когенерационной выработки тепловых электростанций региона. Централизованные источники теплоснабжения ПАО «ТГК-14» и ТЭЦ ППГХО занимают второе и третье места по объему тепловой выработки – 23,0 и 12,5 % соответственно.

9. Основным видом топлива объектов генерации энергосистемы Забайкальского края является Харанорский и Уртуйский бурый уголь. Суммарная добыча угля в 2019 году составила порядка 20,3 млн тонн, из которых 9,5 млн тонн потреблено на нужды энергетики и ЖКХ, 10,8 млн тонн отгружено за пределы края. Общее потребление угля тепловыми электростанциями в 2019 году составило около 6,5 млн тонн. В силу отсутствия в крае газо- и нефтетранспортной инфраструктуры объемы использования таких видов топлива как нефть и газ в регионе не значительны. Мазут используется в качестве вспомогательного топлива для растопки котлов Харанорской ГРЭС и Читинской ТЭЦ-2.

10. Динамика показателей энергоэффективности Забайкальского края в отчетный период имеет тенденцию к сокращению энергопотребления. Показатели удельной электроемкости и теплоемкости ВРП за рассматриваемый период составляют 250,4 кВт·ч/10 тыс. руб. и 38 Гкал/млн руб. соответственно и за рассматриваемый период сокращаются соответственно на 20,0 % и 14,0 %. В силу географических особенностей и структуры экономики энергоемкость ВРП Забайкальского края более, чем в 2 раза превышает энергоемкость внутреннего валового продукта Российской Федерации (около 100 кг у.т. на 10 тыс. ВВП).

2. Перспективы развития электроэнергетики Забайкальского края

Перспективы развития электроэнергетики Забайкальского края определяются процессом реализации отраслевых инвестиционных проектов. Долгосрочными стратегическими целями развития электроэнергетики Забайкальского края являются удовлетворение потребностей экономики и населения региона в электрической энергии, обеспечение надежности работы системы электроснабжения региона, обеспечение энергетической безопасности региона, а также технологическое обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии.

В работе рассматриваются два сценария электропотребления – основной и дополнительный, определяемые различным темпом роста показателей экономики Забайкальского края, объемом подключаемой нагрузки новых потребителей, и составом реализуемых проектов. В таблице 2.1 представлены результаты прогнозирования основных показателей социально-экономического развития края на 2020-2025 гг., положенных в основу разработки сценариев электропотребления.

№	Показатель	Сценарий	Величина показателя для года прогнозируемого периода					
			2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Валовой региональный продукт*, млн руб.	основной	325 143	332 212	364 400	386 728	409 681	409 681
		Дополнительный	329 658	350 842	372 596	397 183	423 003	423 003
2.	Численность постоянного населения*, тыс. чел	основной	1066,9	1065,2	1063,6	1062,1	1060,7	1060,7
		Дополнительный	1067,2	1066,7	1066,4	1066,9	1067,4	1067,4
3.	Численность занятых в экономике*, тыс. чел	основной	480,1	479,3	478,6	477,9	477,3	477,3
		Дополнительный	490,9	490,7	490,5	490,8	491,0	491,0
4.	Потребление энергоресурсов, тыс. тонн	основной	6315	6368	6391	6479	6597	6597
		Дополнительный	6229	6592	6648	6705	6763	6763
5.	Энергоемкость ВРП, кг у.т./10 тыс. руб.	основной	194	192	175	168	161	161
		Дополнительный	189	188	178	169	160	160
6.	Электроемкость ВРП, кВт·ч/10 тыс.руб.	основной	255	251	232	222	217	217
		Дополнительный	261	247	235	222	215	215
7.	Энерговооруженность, кг у.т./чел.	основной	13153	13285	13353	13556	13821	13821
		Дополнительный	12689	13434	13552	13662	13774	13774

*по данным Стратегии социально-экономического развития Забайкальского края до 2030 года, утвержденной Постановлением Правительства Забайкальского края №586 от 26.12.2013 г.

Увеличение темпов роста экономики Забайкальского края будет связано с реализацией инвестиционных проектов по освоению месторождений полиметаллических руд и выводом на проектную мощность Быстринского ГОКа, завершением первого этапа строительства Удоканского горно-металлургического комбината ООО «Байкальская горная компания» (50 МВт) и выходом его на проектную мощность (196 МВт), расширением добычи угля (Апсатское месторождение, Зашуланское каменноугольное месторождение), освоением золоторудного месторождения «Наседкино» ООО «Дальневосточная компания цветных металлов», Нойон-Тологойского месторождения полиметаллических руд и месторождения «Железный Кряж» (Калганский район).

2.1. Сценарии спроса на электрическую энергию с учетом перспективных проектов развития в регионе и заявок на технологическое присоединение

1. *Основной сценарий электропотребления*, разработанный АО «СО ЕЭС» и принятый в соответствии с проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы, характеризуется среднегодовым темпом прироста в целом по ЕЭС России, составляющим 1,2 % за прогнозный период.

Основной сценарий прогноза электропотребления по энергосистеме Забайкальского края на период 2021-2025 годов разработан на базе фактических показателей потребления электрической энергии за последние годы с учетом анализа имеющейся информации о поданных заявках и утвержденных технических условиях, а также заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям с оценкой прироста потребности. При разработке прогноза использованы сведения о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств, сроках их ввода в эксплуатацию, а также о характере нагрузки (вид деятельности хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрической энергии по видам экономической деятельности и годам прогнозирования. Кроме того, учтены

Перечень мероприятий социально-экономического развития Забайкальского края, подлежащих реализации в 2018–2025 годах в приоритетном порядке, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 03 мая 2018 года № 849-р, Стратегия социально-экономического развития Забайкальского края на период до 2030 года, утвержденная постановлением Правительства Забайкальского края от 26 декабря 2013 года № 586, а также параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, разработанного Министерством экономического развития Российской Федерации.

Таблица 2.1.1. Прогнозная динамика потребления электрической энергии и мощности Забайкальского края на 2020-2025 годы для основного варианта

№	Показатель	Ед. изм.	Отчет	Величина показателя для года прогнозируемого периода					
				2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	Потребление электроэнергии	млн кВт·ч	8145,6	8339,0	8459,0	8709,0	9004,0	9325,0	9333,0
2.	Годовой максимум нагрузки	МВт	1266,0	1345,0	1368,0	1407,0	1452,0	1496,0	1501,0
3.	Число часов использования максимума нагрузки	часов в год	6434	6200	6183	6190	6201	6233	6218

Таблица 2.1.2. Детализация электропотребления по основным крупным потребителям Забайкальского края на 2020-2025 годы для основного варианта

№	Показатель	Отчет	Величина показателя для года					
			2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	Суммарное потребление электроэнергии, млн кВт·ч, в т.ч.	8145,6	8339	8459	8709	9004	9325	9333
1.1.	АО «Читаэнергосбыт»	3563,1	3683	3771	4001	4239	4476	4484
1.2.	ООО «Русэнергосбыт»	2920,2	2977	3002	3013	3054	3110	3110
1.3.	ПАО «ППГХО»	833,3	833	838	842	853	869	869
1.4.	ПАО «ТГК-14»	293,7	312	314	315	320	326	326
1.5.	Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	300,7	298	298	302	302	308	308
1.6.	Собственное потребление ООО «Энергопромсбыт»	42,3	42	42	42	42	42	42
1.7.	Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	7,5	8	8	8	8	8	8
1.8.	Прочие потребители и потери в сетях	184,8	186	186	186	186	186	186

Таблица 2.1.3. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным энергорайонам энергосистемы на период 2020-2025 годы для основного варианта

№	Показатель	Отчет	Прогноз					
			2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	Потребление электрической энергии Забайкальского края, млн кВт·ч	8145,6	8339	8459	8709	9004	9325	9333
1.1.	Читинский энергорайон	1230,6	1290	1301	1306	1324	1348	1396
1.2.	Краснокаменский энергорайон	833,4	838	838	842	853	869	869
1.3.	Приаргунский энергорайон	104,0	105	105	105	105	105	105
1.4.	Другие энергорайоны	5977,6	6106	6215	6456	6722	7003	6963
2.	Собственный максимум нагрузки энергосистемы, МВт	1266	1345	1368	1407	1452	1496	1501
2.1.	Читинский энергорайон	228	240	242	246	250	257	265
2.2.	Краснокаменский энергорайон	149	129	130	132	134	139	143
2.3.	Приаргунский энергорайон	19	20	20	20	20	20	20
2.4.	Другие энергорайоны	870	956	976	1009	1048	1080	1073

В рамках основного сценария электропотребления его структура в территориальном разрезе на протяжении всего рассматриваемого периода остается практически неизменной. Рост потребления с 2020 по 2025 годы обусловлен развитием предприятий горнодобывающей промышленности и составит в 2025 году 1187,4 млн кВт·ч. по отношению к 2019 году.

Среднегодовой прирост электроэнергии за пятилетний период 2021-2025 годов для основного варианта составляет 2,29%.

Среднегодовой прирост мощности за пятилетний период 2021-2025 годов для основного варианта составляет 2,22%.

2. Дополнительный сценарий электропотребления разработан Министерством жилищно-коммунального хозяйства, энергетики, цифровизации и связи Забайкальского края на основе долгосрочного прогноза социально-экономического развития Забайкальского края, характеризуется повышенным спросом на электроэнергию относительно среднегодового темпа прироста по ЕЭС России.

При разработке дополнительного сценария прогноза потребления электрической энергии по энергосистеме Забайкальского края учитывались данные прогноза социально-экономического развития Забайкальского края по оптимистическому варианту развития. Прогнозируемые тенденции изменения динамики потребления электрической энергии и мощности, в основном, спрогнозированы с учетом темпа роста основных макроэкономических показателей региона. Также учитывалось увеличение объема перевозки грузов в восточном направлении в рассматриваемый период 2021-2025 годов, в том числе для обеспечения вывоза всей продукции, производимой предприятиями добывающего сектора с месторождений Восточного полигона.

Особенностью энергосистемы является высокая доля потребления электрической энергии по виду деятельности «Транспорт», превышающая уровень спроса на электрическую энергию в промышленном производстве. В последние годы наблюдается увеличение объема электропотребления Забайкальской железной дороги, что связано с увеличением интенсивности движения по Забайкальской железной дороге и грузоподъемности железнодорожных составов.

Развитие транспортной и энергетической инфраструктуры как необходимое условие для комплексного освоения уникальных минерально-сырьевых ресурсов рассматривается в качестве приоритета планируемого социально-экономического развития Забайкальского края. Кроме того, на территории Забайкальского края планируется модернизация железнодорожной инфраструктуры в рамках реализации Плана мероприятий по повышению надежности электроснабжения объектов Забайкальской железной дороги и увеличение пропускной способности магистралей БАМ и Транссиб, что в свою очередь приведет к увеличению мощности и потребления электрической энергии на участке Транссиб «Тарбагатай – Чичатка».

№	Показатель	Ед. изм.	Отчет	Величина показателя для года прогнозируемого периода					
				2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	Потребление электроэнергии	млн кВт·ч	8145,6	8499	8699	9029	9404	9805	9893
2.	Годовой максимум нагрузки	МВт	1266,0	1365	1398	1447	1502	1556	1571
3.	Число часов использования максимума нагрузки	часов в год	6434	6226	6222	6240	6261	6301	6297

№	Показатель	Отчет	Величина показателя для года					
			2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	Суммарное потребление электроэнергии, млн кВт·ч, в т.ч.	8145,6	8499	8699	9029	9404	9805	9893
1.1.	АО «Читаэнергосбыт»	3563,1	3443	3451	3521	3679	3916	3844
1.2.	ООО «Русэнергосбыт»	2920,2	3377	3562	3813	4014	4150	4310
1.3.	ПАО «ППГХО»	833,3	833	838	842	853	869	869
1.4.	ПАО «ТГК-14»	293,7	312	314	315	320	326	326
1.5.	Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	300,7	298	298	302	302	308	308
1.6.	Собственное потребление ООО «Энергопромсбыт»	42,3	42	42	42	42	42	42
1.7.	Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	7,5	8	8	8	8	8	8
1.8.	Прочие потребители и потери в сетях	184,8	186	186	186	186	186	186

№	Показатель	Отчет	Прогноз					
			2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	Потребление электрической энергии Забайкальского края, млн кВт*ч	8145,6	8499	8699	9029	9404	9805	9893
1.1.	Читинский энергорайон	1230,6	1290	1301	1306	1324	1348	1396
1.2.	Краснокаменский энергорайон	833,4	838	838	842	853	869	869
1.3.	Приаргунский энергорайон	104,0	105	105	105	105	105	105
1.4.	Другие энергорайоны	5977,6	6266	6455	6776	7122	7483	7523
2.	Собственный максимум нагрузки энергосистемы, МВт	1266	1365	1398	1447	1502	1556	1571
2.1.	Читинский энергорайон	228	240	242	246	250	257	265
2.2.	Краснокаменский энергорайон	149	129	130	132	134	139	143
2.3.	Приаргунский энергорайон	19	20	20	20	20	20	20
2.4.	Другие энергорайоны	870	976	1006	1049	1098	1140	1143

Рост потребления в дополнительном сценарии электропотребления в период с 2020 по 2025 годы обусловлен развитием предприятий горнодобывающей промышленности и увеличением грузоперевозок железнодорожного транспорта (одной из задач Комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года является увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн. тонн).

Прирост в 2025 году по отношению к 2019 году составит 1747,4 млн кВт·ч. Среднегодовой прирост электроэнергии за пятилетний период 2021-2025 годов для дополнительного варианта составляет 3,09%.

Среднегодовой прирост мощности за пятилетний период 2021-2025 годов для дополнительного варианта составляет 2,86%.

В соответствии с разработанными сценариями электропотребления далее будут сформированы технические мероприятия по развития объектов генерации и электросетевого хозяйства Забайкальского края на рассматриваемый период планирования, обеспечивающие заданные показатели социально-экономического развития региона.

2.2. Мероприятия по развитию генерирующих мощностей на перспективу до 2025 года

Развитие генерирующих мощностей энергосистемы Забайкальского края в рассматриваемый период до 2025 года включает мероприятия по модернизации, реконструкции, перемаркировке, демонтажу и вводам с высокой вероятностью реализации, в соответствии с проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы (далее – СиПР ЕЭС), а также планами собственников для двух сценариев – *основного и дополнительного*.

В *основном сценарии* в период 2020-2025 годы приняты мероприятия по выводу из эксплуатации в 2020 году двух турбин типа ПТ-12-35 на Приаргунской ТЭЦ ПАО «ТГК-14» и турбины ПТ-60/75-130/13 на ТЭЦ ППГХО в 2020 году.

Таблица 2.2.1 Мероприятия по модернизации, реконструкции, перемаркировке, демонтажу и вводу генерирующих мощностей в основном сценарии											
Электро-станция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода/ демонтажа	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2020-2025	
Вывод из эксплуатации генерирующих объектов											
<u>ТЭЦ ППГХО</u>	АО «ОТЭК»										
1 ПТ-60/75-130/13		Уголь	окончательный	60						60	

Приаргунская ТЭЦ	ПАО «ТГК-14»								
ТГ-1 ПТ-12-35		Уголь	окончательный	12					12
ТГ-2 ПТ-12-35		Уголь	окончательный	12					12
Всего по станции:				24					24
Ввод генерирующих объектов не предусмотрен									
Модернизация и реконструкция генерирующих объектов не предусмотрена									
Перемаркировка генерирующих объектов не предусмотрена									

Таблица 2.2.2. Динамика изменения установленной мощности электростанций Забайкальского края на период 2021-2025 годы в основном сценарии*							
Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, всего в том числе	1623,8	1539,8	1539,8	1539,8	1539,8	1539,8	1539,8
Харанорская ГРЭС (Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»)	665	665	665	665	665	665	665
Филиал ПАО «ТГК-14» - «Читинская генерация» всего, в том числе:	500,8	476,8	476,8	476,8	476,8	476,8	476,8
Читинская ТЭЦ-1	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8
Читинская ТЭЦ-2	12	12	12	12	12	12	12
Приаргунская ТЭЦ	24	0	0	0	0	0	0
Шерловогорская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12	12
Эл. станции промышленных предприятий, всего, в том числе:	428	368	368	368	368	368	368
ТЭЦ ППГХО (филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске)	410	350	350	350	350	350	350
Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	18	18	18	18	18	18	18
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	15	15	15	15	15	15	15
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	15	15	15	15	15	15	15

*Динамика изменения установленной мощности электростанций представлена на 1 января соответствующего года.

Данные таблицы показывают, что общее снижение установленной мощности электростанций относительно 2019 года составит 54 МВт (3,5 %). В структуре генерирующих мощностей к концу рассматриваемого периода в базовом сценарии 98,05 % будут составлять тепловые станции и 1,95 % солнечные электростанции.

В *дополнительном варианте* также, учтена информация собственников о том, что вывод из эксплуатации турбины ПТ-60/75-130/13 на ТЭЦ ППГХО и двух турбин типа ПТ-12-35 на Приаргунской ТЭЦ ПАО «ТГК-14» в 2020 году не планируется. Приаргунская ТЭЦ (ПАО «ТГК-14») с 1 января 2020 года

Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	18	18	18	18	18	18	18
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	15	15	15	15	15	15	15
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	15	15	15	15	15	15	15

*Динамика изменения установленной мощности электростанций представлена на 1 января соответствующего года.

В структуре генерирующих мощностей к концу рассматриваемого периода в дополнительном сценарии 98,15 % будут составлять тепловые станции и 1,85 % солнечные электростанции.

2.3. Перспективные балансы электрической мощности и электроэнергии Забайкальского края на 2020-2024 годы

Балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Забайкальского края выполнены в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденными Приказом Минэнерго России № 281 от 30 июня 2003 года.

Баланс мощности рассчитан на час прохождения собственного максимума нагрузки энергосистемы Забайкальского края (декабрь). Участие электростанций в покрытии собственного максимума нагрузки определено исходя из условий использования максимальной мощности, готовой к несению нагрузки для декабря.

В качестве исходных условий при рассмотрении режимно-балансовой ситуации учитывались следующие:

1. Прогнозный максимум нагрузки и уровни потребления электрической энергии для основного и дополнительного сценариев приняты согласно разделу 2.1.

2. Объем вводов и выводов генерирующих объектов принят для основного и дополнительного сценариев принят согласно разделу 2.2.

3. Временные ограничения установленной мощности сезонного действия, в том числе, связанных с недостатком тепловых нагрузок турбин типов «Т», «П», «ПТ», «Р» на электростанциях энергосистемы Забайкальского края в декабре месяце отсутствуют.

4. Первомайская ТЭЦ осуществляет работу на розничном рынке электроэнергии и в зимний период (декабрь) загружена до величины максимально включенной мощности при работе одного турбогенератора – 6 МВт в режиме обеспечения теплофикационных нагрузок.

5. Шерловогорская ТЭЦ осуществляет работу на розничном рынке электроэнергии в зимний период (декабрь) загружена до величины максимально включенной мощности – 12 МВт в режиме обеспечения теплофикационных нагрузок.

6. Приаргунская ТЭЦ осуществляет работу на розничном рынке электроэнергии в зимний период (декабрь) загружена до величины максимально включенной мощности при работе одного турбогенератора – 12 МВт в режиме обеспечения теплофикационных нагрузок.

7. После выполнения ЛАПНУ на ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская в 2019 году максимально-допустимый переток мощности в сечении Бурятия – Чита для нормальной схемы в зимний период составляет 464 МВт.

8. Точка деления сети 220 кВ энергосистемы Забайкальского края с ОЭС Востока по Транссибу принята на ПС 220 кВ Могоча (отключены СР-1-220, СР-2-220 на ПС 220 кВ Могоча).

9. Точка деления сети 220 кВ энергосистемы Забайкальского края с ОЭС Востока по БАМу принята на ПС 220 кВ Куанда (отключен ЛР-КЧ-49 на ПС 220 кВ Куанда).

10. Переток мощности от ОЭС Востока в нормальной схеме составит 61 МВт (40 МВт – потребление ПС 220 кВ Семиозерный, ПС 220 кВ Амазар, ПС 220 кВ Чичатка, 21 МВт – потребление ПС 220 кВ Чара, с учётом нагрузки ПС 220 кВ Удоканский ГМК).

11. Максимально допустимая загрузка ТЭЦ ППГХО – 305 МВт при потреблении Краснокаменского энергорайона 140 МВт и максимально-допустимом перетоке мощности в контролируемом сечении Южный энергорайон – Забайкальская энергосистема 165 МВт.

12. В качестве наиболее тяжелого возмущения, которое учитывается в требованиях к устойчивости энергосистем (нормативное возмущение) в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем принято – отключение одного энергоблока Харанорской ГРЭС (Блок 3 мощностью 235 МВт). При этом электропотребление энергосистемы снижается на величину собственных нужд энергоблока – 15 МВт.

13. Располагаемая мощность солнечных электростанций в период прохождения максимума потребления мощности принимается равной нулю.

Таблица 2.3.1. Прогнозный баланс мощности для основного сценария на период 2020-2025 годов, МВт							
Показатель	2019 отчет	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Основной сценарий							
СПРОС							
Собственный максимум потребления	1266,0	1345,0	1368,0	1407,0	1452,0	1496,0	1501,0
ПОКРЫТИЕ							
<i>Установленная мощность ТЭС на конец года, всего</i>	1623,8	1539,8	1539,8	1539,8	1539,8	1539,8	1539,8
Харанорская ГРЭС	665	665	665	665	665	665	665
Читинская ТЭЦ-1	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8
Читинская ТЭЦ-2	12	12	12	12	12	12	12
Приаргунская ТЭЦ	24	0	0	0	0	0	0
Шерловогорская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12	12
ТЭЦ ППГХО	410	350	350	350	350	350	350
Первомайская ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
Балей СЭС	15	15	15	15	15	15	15
Орловский ГОК СЭС	15	15	15	15	15	15	15

Располагаемая мощность ТЭС на конец года, всего	1515,3	1491,6	1491,6	1491,6	1491,6	1491,6	1491,6
Харанорская ГРЭС	665	665	665	665	665	665	665
Читинская ТЭЦ-1	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8
Читинская ТЭЦ-2	12	12	12	12	12	12	12
Приаргунская ТЭЦ	24	0	0	0	0	0	0
Шерловогорская ТЭЦ	8	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
ТЭЦ ППГХО	350	350	350	350	350	350	350
Первомайская ТЭЦ	3,5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	0	0	0	0	0	0	0
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО ПОКРЫТИЕ	1515,3	1491,6	1491,6	1491,6	1491,6	1491,6	1491,6
Собственный ДЕФИЦИТ(-)/ИЗБЫТОК(+) резервов	249,3	146,6	123,6	84,6	39,6	-4,4	-9,4
Переток в сечении Бурятия – Чита (с учетом реконструкция ПС 220 кВ Петровск-Забайкальский)	275	464	464	464	464	464	464
Переток из Амурской энергосистемы	50	50	100	248	248	248	248
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом перетоков мощности из смежных энергосистем	574,3	660,6	687,6	796,6	751,6	707,6	702,6
Отключение Блока 3 Харанорской ГРЭС (с учетом снижения СН станции на 15 МВт)	220	220	220	220	220	220	220
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом перетоков мощности из смежных энергосистем при отключении одного энергоблока Харанорской ГРЭС	354,3	440,6	467,6	576,6	531,6	487,6	482,6

Анализ результатов таблицы 2.3.1 показывает, что энергосистема Забайкальского края с учетом внешних перетоков мощности из ОЭС Сибири и ОЭС Востока для основного сценария избыточна на протяжении всего прогнозируемого периода 2020-2025 годов и к 2025 году избыток достигает 482,6 МВт.

В целом анализ баланса мощности на 2019-2024 годы показывает, что при прогнозируемом росте потребления мощности для основного сценария по всем годам рассматриваемого периода до 2025 года в энергосистеме Забайкальского края существует достаточный резерв активной мощности, как в нормальной схеме, так и в послеаварийном режиме при нормативном возмущении – отключении Блока 3 Харанорской ГРЭС, мощностью 235 МВт (резерв мощности в 2025 году составляет 245,8 МВт).

Таблица 2.3.2. Прогнозный баланс мощности для дополнительного сценария на период 2020-2025 годов, МВт							
Показатель	2019 отчет	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Основной сценарий							
СПРОС							
Собственный максимум потребления	1266	1365	1398	1447	1502	1556	1571
ПОКРЫТИЕ							
<i>Установленная мощность ТЭС на конец года, всего</i>	<i>1623,8</i>	<i>1623,8</i>	<i>1623,8</i>	<i>1623,8</i>	<i>1623,8</i>	<i>1623,8</i>	<i>1623,8</i>
Харанорская ГРЭС	665	665	665	665	665	665	665
Читинская ТЭЦ-1	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8
Читинская ТЭЦ-2	12	12	12	12	12	12	12
Приаргунская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
Шерловогорская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12	12
ТЭЦ ППГХО	410	410	410	410	410	410	410
Первомайская ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	15	15	15	15	15	15	15
Ингодинская СЭС	15	15	15	15	15	15	15
<i>Располагаемая мощность ТЭС на конец года, всего</i>	<i>1515,3</i>	<i>1515,6</i>	<i>1515,6</i>	<i>1515,6</i>	<i>1515,6</i>	<i>1515,6</i>	<i>1515,6</i>
Харанорская ГРЭС	665	665	665	665	665	665	665
Читинская ТЭЦ-1	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8	452,8
Читинская ТЭЦ-2	12	12	12	12	12	12	12
Приаргунская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
Шерловогорская ТЭЦ	8	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
ТЭЦ ППГХО	350	350	350	350	350	350	350
Первомайская ТЭЦ	3,5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	0	0	0	0	0	0	0
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО ПОКРЫТИЕ	1515,3	1515,6	1515,6	1515,6	1515,6	1515,6	1515,6
Собственный ДЕФИЦИТ(-)/ИЗБЫТОК(+) резервов	249,3	150,6	117,6	68,6	13,6	-40,4	-55,4
Переток в сечении Бурятия – Чита (с учетом реконструкция ПС 220 кВ Петровск-Забайкальский)	275	464	464	464	464	464	464
Переток из Амурской энергосистемы	50	50	100	248	248	248	248
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом перетоков мощности из смежных энергосистем	574,3	664,6	681,6	780,6	725,6	671,6	656,6
Отключение Блока 3 Харанорской ГРЭС (с учетом снижения СН станции на 15 МВт)	220	220	220	220	220	220	220
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов с учетом перетоков мощности из смежных энергосистем при отключении одного энергоблока Харанорской ГРЭС	354,3	444,6	461,6	560,6	505,6	451,6	436,6

Анализ результатов таблицы 2.3.2 показывает, что энергосистема Забайкальского края с учетом внешних перетоков мощности из ОЭС Сибири и ОЭС Востока для дополнительного сценария избыточна на протяжении всего прогнозируемого периода 2020-2025 годов и к 2025 году избыток достигает 436,6 МВт.

В целом анализ баланса мощности на 2020-2025 годы показывает, что при прогнозируемом росте потребления мощности для дополнительного сценария по всем годам рассматриваемого периода до 2025 года в энергосистеме Забайкальского края существует достаточный резерв активной мощности, как в нормальной схеме, так и в послеаварийном режиме при нормативном возмущении – отключении Блока 3 Харанорской ГРЭС, мощностью 235 МВт (резерв мощности в 2025 году составляет 193,8 МВт).

Баланс электрической энергии

Балансы электрической энергии сформированы с учетом следующих расчетных условий:

– потребность в электрической энергии по энергосистеме формируется исходя из прогнозируемых величин электропотребления (в условиях отсутствия экспорта-импорта электрической энергии) для основного и дополнительного сценариев;

– производство электрической энергии электростанциями энергосистемы для основного сценария прогноза электропотребления определено в соответствии с проектом СиПР ЕЭС с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации.

– производство электрической энергии электростанциями энергосистемы для дополнительного сценария прогноза электропотребления определено с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с учетом предложений собственников.

– объем производства электрической энергии ВИЭ определен в соответствии с проектом СиПР ЕЭС исходя из числа часов использования установленной мощности вновь вводимых СЭС – 1300 часов/год в 2020 году и 1800 часов/год в период с 2021 по 2025 годы.

– объем производства электрической энергии станций розничного рынка определен исходя потребности теплофикационной выработки за отчетный период.

Таблица 2.3.3. Прогнозный баланс электрической энергии для основного сценария на период 2019-2024 годы, млн кВт·ч							
Показатель	2019 отчет	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Основной сценарий							
СПРОС							
Потребление электрической энергии, всего	8145,6	8339,0	8459,0	8709,0	9004,0	9325,0	9333,0
ПОКРЫТИЕ							

Производство электрической энергии - всего	7381,7	7174	6955	7206	7357	7774	7761
Харанорская ГРЭС	3729,3	3228	3206	3245	3396	3813	3800
Читинская ТЭЦ-1	1998,6	2264	2052	2264	2264	2264	2264
Читинская ТЭЦ-2	60,0	60	60	60	60	60	60
Приаргунская ТЭЦ	43,2	0	0	0	0	0	0
Шерловогорская ТЭЦ	40,2	40	40	40	40	40	40
ТЭЦ ППГХО	1495,0	1530	1530	1530	1530	1530	1530
Первомайская ТЭЦ	13,2	13	13	13	13	13	13
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	1,3	19,5	27	27	27	27	27
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	0,9	19,5	27	27	27	27	27
ИТОГО покрытие спроса	7381,7	7174	6955	7206	7357	7774	7761
Сальдо	-763,9	-1165	-1504	-1503	-1647	-1551	-1572

Для основного сценария производство электрической энергии электростанциями энергосистемы Забайкальского края увеличится с 7381,7 млн кВт·ч в 2019 году на 379,3 млн кВт·ч (+5,1%) до 7761,0 млн кВт·ч в 2025 году. Недостаток электроэнергии при этом увеличится с 763,9 млн кВт·ч в 2019 году до 1572,0 млн кВт·ч в 2025 году. Покрытие дефицита электрической энергии предусмотрено за счет перетоков из Амурской и Бурятской энергосистем.

Таблица 2.3.4. Прогнозный баланс электрической энергии на период 2020-2025 годов для дополнительно сценария, млн кВт·ч							
Показатель	2019 отчет	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Основной сценарий							
СПРОС							
Потребление электрической энергии, всего	8145,6	8499	8699	9029	9404	9805	9893
ПОКРЫТИЕ							
Производство электрической энергии - всего	7381,7	7952	7967	7967	7967	7967	7967
Харанорская ГРЭС	3729,3	3763	3763	3763	3763	3763	3763
Читинская ТЭЦ-1	1998,6	2264	2264	2264	2264	2264	2264
Читинская ТЭЦ-2	60	60	60	60	60	60	60
Приаргунская ТЭЦ	43,2	43	43	43	43	43	43
Шерловогорская ТЭЦ	40,2	40	40	40	40	40	40
ТЭЦ ППГХО	1495	1730	1730	1730	1730	1730	1730
Первомайская ТЭЦ	13,2	13	13	13	13	13	13
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	1,3	19,5	27	27	27	27	27
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	0,9	19,5	27	27	27	27	27
ИТОГО покрытие спроса	7381,7	7952	7967	7967	7967	7967	7967
Сальдо	-763,9	-547	-732	-1062	-1437	-1838	-1926

Для дополнительного сценария производство электрической энергии электростанциями энергосистемы Забайкальского края увеличится с 7381,7 млн кВт·ч в 2019 году на 585,3 млн кВт·ч (+7,9%) до 7967 млн кВт·ч в 2025 году. Недостаток электроэнергии при этом увеличится с 763,9 млн кВт·ч в

2019 году до 1926 млн кВт·ч в 2025 году. Покрытие дефицита электрической энергии предусмотрено из Амурской и Бурятской энергосистем.

2.4. Формирование перечня объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше, планируемых к вводу до 2024 года

В таблице 2.4.1. указаны сводные данные по предложениям по развитию электрической сети 35 кВ и выше на территории энергосистемы Забайкальского края на период 2020-2025 годы, с указанием информации о наличии мероприятий в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики. Предложения по развитию электрической сети напряжением 35-220 кВ сформированы на основе анализа существующего состояния и прогноза изменений схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Забайкальского края на перспективу, результатов ранее выполненных работ по развитию ЕЭС России, ОЭС Сибири и энергосистемы Забайкальского края, схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения потребителей, работ, связанных с обоснованием необходимости сооружения электросетевых объектов, а также на основе рекомендаций и предложений АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МРСК Сибири» и органов исполнительной власти Забайкальского края.

Развитие электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Забайкальского края на рассматриваемую перспективу 2020-2025 годы направлено на решение следующих задач:

- обеспечение выдачи мощности электростанций;
- обеспечение надежности электроснабжения потребителей, системной надежности;
- повышение пропускной способности существующих электрических связей;
- создание условий для свободного доступа на технологическое присоединение к электрическим сетям новых потребителей при обеспечении требуемого уровня надежности;
- преодоление массового старения электросетевого оборудования линий и подстанций, развитие системы диагностики электросетевых объектов;
- развитие информационной и телекоммуникационной инфраструктуры, повышение наблюдаемости электрической сети, повышение управляемости всех элементов сети;
- снижение расхода электроэнергии на ее транспорт.

Стоимость электросетевых объектов 35-220 кВ принята в соответствии с инвестиционными программами ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МРСК Сибири» и утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение. Стоимость новых электросетевых объектов, отсутствующих в ИП сетевых организаций, предварительно рассчитана в соответствии с Приказом Минэнерго России от 17 января 2019 года № 10 «Укрупненные нормативы и цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

Перевод в текущий уровень цен осуществлен с применением индекса 1,075225 в соответствии с приказом Минэнерго России от 05 мая 2016 года № 380.

Таблица 2.4.1. Сводные предложения по развитию электрической сети 35 кВ и выше на территории энергосистемы Забайкальского края на период 2020-2025 годы						
№	Наименование проекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта, км, МВА (МВт, Мвар)	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Наличие обоснований для включения в СиПР
1. Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства и реконструкции существующей электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение						
220 кВ						
1.1.	Реконструкция ПС 220 кВ Удоканский ГМК	ООО «БГК»	2020	80 МВА	1816,7	Технические условия на технологическое присоединение (далее – ТУ на ТП)
1.2.	Строительство ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК II цепь	ООО «БГК»	2020	21 км	659,7	ТУ на ТП
1.3.	Строительство ВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий I, II цепь	ООО «БГК»	2021	2x23 км	1153,2	ТУ на ТП
1.4.	Строительство ПС 220 кВ Блуждающий	ООО «БГК»	2021	3x100 МВА	1856,6	ТУ на ТП
1.5.	Строительство ПС 220 кВ Багульник	ПАО «ФСК ЕЭС»	2024	2x125 МВА	3593,6	ТУ на ТП
1.6.	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита I, II цепь, с заходом одной цепи на ПС 220 кВ Багульник			Чита - Багульник (1x75 км), Багульник – Маккавеево (1x41,5 км), Маккавеево – Чита (1x118,182 км)		
1.7.	Строительство ВЛ 220 кВ Тында – Лопча – Хани – Чара	ПАО «ФСК ЕЭС»	2021	560,15 км	8862,9	ТУ на ТП
1.8.	Реконструкция ВЛ 220 кВ Семиозерный –	ПАО «ФСК	2021	Семиозёрный –	-	ТУ на ТП

	Могоча, ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка (строительство заходов на ПС 220 кВ Семиозерный)	ЕЭС»		Могоча (1х51,093 км), Семиозёрный – Чичатка (1х84,478 км)		
1.9.	Строительство ПС 220 кВ Семиозерный (перенос существующей ПС на новое место)	ОАО «РЖД»	2021	2х40 МВА, 2х4 км	-	ТУ на ТП
1.10.	Строительство ПС 220 кВ Озерная	ПАО «ФСК ЕЭС»	2022	2х125 МВА	941,4	ТУ на ТП
1.11.	Строительство ВЛ 220 кВ Чита - Озерная I, II цепь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2022	2х170 км	3072,9	ТУ на ТП
110 кВ						
1.12.	Строительство ВЛ-110 кВ от ПС 220/110/10 кВ Багульник до ПС 110/10/6 кВ Заречная, 30 км	ПАО «МРСК Сибири»	2024	2х14,3 км	415,686	ТУ на ТП
1.13.	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная с расширением ОРУ-110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Багульник – Заречная	ПАО «МРСК Сибири»	2024	2 ячейки	125,442	ТУ на ТП
1.14.	Строительство ПС 110 кВ Даурия-тяговая и двух ВЛ 110 кВ Даурия – Даурия тяговая	ОАО «РЖД»	2021	н/д		ТУ на ТП
1.15.	Строительство ПС 110 кВ Забайкальск-тяговая и двух ВЛ 110 кВ Забайкальск – Забайкальск тяговая	ОАО «РЖД»	2021	н/д		ТУ на ТП
1.16.	Строительство ПС 110 кВ Армет	ООО «Армет»	2021	16 МВА	355,41	ТУ на ТП
1.17.	Строительство ВЛ 110 кВ от Аксёново-Зилово до вновь строящегося РП 110 кВ до ПС 110 кВ Армет	ООО «Армет»	2021	6 км	108,81	ТУ на ТП
1.18.	Строительство ПС 110 кВ Железный Кряж	ЗАО «Висмут»	2021	2х10 МВА	364,4	ТУ на ТП
1.19.	Отпайка 110 кВ от ВЛ 110 кВ Приаргунская ТЭЦ – Михайловка с отпайками (ВЛ-110-25) до ПС 110 кВ Железный Кряж	ЗАО «Висмут»	2021	30 км		ТУ на ТП
35 кВ						

1.20.	Реконструкция ПС 35 кВ Верх-Чита с заменой силовых трансформаторов 2х4 МВА на 2х10 МВА, оборудования РУ-35, 10 кВ	ПАО «МРСК Сибири»	2024	2х4 МВА на 2х10 МВА	50,582	ТУ на ТП
Итого по сети 220 кВ, в том числе:					21957	
ПАО «ФСК ЕЭС»					16470,8	
ООО «Байкальская горная компания»					5486,2	
Итого по сети 110 кВ, в том числе:					1369,748	
ПАО «МРСК Сибири»					541,128	
ЗАО «Висмут»					364,4	
ООО «Армет»					464,22	
Итого по сети 35 кВ (ПАО «МРСК Сибири»)					50,582	
2. Мероприятия по устранению проблем текущего состояния электроэнергетики на территории Забайкальского края						
220 кВ						
2.1.	ПС 220 кВ Могоча (модернизация вставки несинхронной связи на ПС 220 кВ Могоча для увеличения пропускной способности до 200 МВт)	ПАО «ФСК ЕЭС»	2021	ФКУ 4 шт.	100,2	СиПР ЕЭС 2020-2026
110 кВ						
2.2.	Реконструкция ВЛ-110-23 от отпайки на ПС 110/10 кВ Бутунтай до ПС 110/35/6 кВ Акатуй (с заменой деревянных одноцепных опор с подвеской ВОЛС), 62,1 км	ПАО «МРСК Сибири»	2022	1х62,1 км	694,578	Износ основных фондов, повышение надёжности электроснабжения потребителей (Раздел 2.7.1.)
2.3.	Реконструкция ВЛ-110-93 от ПС 110/35/10 кВ Шелопугино до ПС 110/35/6 кВ Вершина Шахтамы (с заменой деревянных одноцепных опор с подвеской ВОЛС), 50,296 км	ПАО «МРСК Сибири»	2025	1х50,296 км	236,429	
2.4.	Реконструкция ВЛ-110-21 от ПС 110/35/10 кВ Балей до ПС 110/35/10/3 кВ Калангуй (с заменой деревянных одноцепных опор), 73,5 км	ПАО «МРСК Сибири»	2025	1х73,5 км	455,952	

2.5.	Строительство ВЛ-110 кВ от ПС 110/35/6 кВ Ново-Широкая до ПС 110/35/6 кВ Благодатка, 70 км	ПАО «МРСК Сибири»	2024	1x84,6 км	448,860	Устранение «узкого места»
2.6.	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Благодатка с расширением ОРУ-110 кВ, установка 3 элегазовых колонковых выключателя	ПАО «МРСК Сибири»	2024	3 ячейки	75,402	
2.7.	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ново-Широкая с расширением ОРУ-110 кВ, 3 элегазовых колонковых выключателя	ПАО «МРСК Сибири»	2024	3 ячейки	75,402	
2.8.	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ново-Широкая с заменой силовых трансформаторов 2x10 МВА на 2x16 МВА.	ПАО «МРСК Сибири»	2025	2x10 МВА на 2x16 МВА	306,360	Исключение перегрузки трансформаторов
2.9.	Итого по сети 220 кВ (ПАО «ФСК ЕЭС»)				100,2	
2.10.	Итого по сети 110 кВ (ПАО «МРСК Сибири»)				2292,983	
Всего по сети 220 кВ					22057,2	
Всего по сети 110 кВ					3662,731	

Географическая карты-схемы размещения действующих и вводимых объектов электроэнергетики и перспективных объектов на период до 2024 года приведена в приложении 7.

Капитальные затраты на мероприятия по строительству и реконструкции электросетевых объектов:

220 кВ – 22057,2 млн руб., в том числе из средств ООО «Байкальская горная компания» – 5486,2 млн руб.;

110 кВ – 3662,7 млн руб., в том числе из средств ЗАО «Висмут» - 364,4 млн руб. и ООО «Армет» - 464,22 млн руб.;

35 кВ – 50,582 млн руб.

Суммарный объем средств, предусмотренных на реализацию электросетевого строительства, составит 25770,5 млн руб., из которых 21833,5 млн руб. (84,7 %) будет выделено на новое строительство и 3937 млн руб. (15,3 %) на реновацию основных фондов.

2.5. Проекты присоединения изолированных энергоузлов и муниципальных образований к энергосистеме Забайкальского края

В настоящее время на территории Забайкальского края существует порядка 23 автономных энергоузла в муниципальных образованиях, не обеспеченных электроэнергией от региональной энергосистемы. В данном разделе приводится перечень энергоизолированных населенных пунктов, а также представлено предварительное технико-экономическое обоснование подключения одного из наиболее крупных пунктов – села Тупик, к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго».

№ п/п	Населенный пункт (село)	Численность населения	Расстояние до «сети», км	Генерирующий объект	Выработка электроэнергии в 2019 году
1	Моклакан	69	105	ДЭС 20 кВт	175 200
2	Средняя Олёкма	75	160	ДЭС 20 кВт	157 680
3	Гуля	35	73	ДЭС 20 кВт	83 950
4	Будюмкан	144	120	ДЭС 100 кВт	82 877
5	Кактолга	280	95	ДЭС 200 кВт	185 123
6	Энгорок	145	45	ДЭС 100 кВт	165 007
7	Средний Калар	59	95	ДЭС 60 кВт	177 807
8	Семиозерье	31	14	ДЭС 30 кВт	14 767
9	Горбица	38	55	ДЭС 60 кВт	74 781
10	Тупик (Заречное)	933	110	ДЭС 2х400 кВт	2 733 470
11	Усть-Начин	107	90	ДЭС 100 кВт	153 824
12	Надежный	49	38	ДЭС 30 кВт	43 442
13	Устье	8	35	ДЭС 15 кВт	23 570
14	Акима	235	75	ДЭС 100 кВт	294 280
15	Тунгокочен	898	105	ДЭС 3х100 кВт	1 182 297
16	Кыкер	427	75	ДЭС 315 кВт	656 468
17	Усть-Каренга	162	160	ДЭС 100 кВт	496 453
18	Зеленое озеро	36	75	ДЭС 30 кВт	44 938
19	Красный Яр	69	40	ДЭС 60 кВт	127 153
20	Юмурчен	100	50	ДЭС 60 кВт	207 534
21	Менза	301	70	АГЭУ (ФЭМ 120 кВт ДЭС 2*200 кВт СНЭ 300 кВт·ч)	646 323
22	Укыр	260	75		
23	Шонуй	89	68	ДЭС 30 кВт	35 403
	Итого	4550	-	2 520 кВт	7 080 621

Общая численность населения, проживающего в 20 населенных пунктах и не обеспеченного централизованным источником электроэнергии, составляет 4550 человек, совокупная установленная мощность ДЭС – 2,52 МВт, суммарная выработка электроэнергии в 2019 году – 7,08 млн кВт·ч, что

составляет порядка 0,087% от общей выработки электростанций Забайкальского края.

Организация надежного электроснабжения села Тупик

В настоящее время село Тупик – административный центр Тунгиро-Олёкминского муниципального района, является единственным районным центром Забайкальского края, не обеспеченным электроэнергией от региональной энергосистемы. Услуги по производству, передаче и продаже электроэнергии потребителям в селах Заречное и Тупик в границах балансовой принадлежности осуществляет гарантирующий поставщик ООО «Коммунальник». Производство электрической энергии осуществляется от двух дизельных электрогенераторов мощностью 400 кВт каждый. Экономически обоснованный тариф на электрическую энергию для потребителей данных сельских поселений в настоящее время составляет 36,7 руб./кВт·ч.

В Тунгиро-Олёкминском районе расположены пять населённых пунктов – села Тупик, Заречное, Гуля, Моклакан и Средняя Олекма. Численность населения Тунгиро-Олёкминского района по данным на 1 января 2019 года составляло 1 283 человек.

Промышленность Тунгиро-Олёкминского района представлена небольшими предприятиями по переработке сельскохозяйственного сырья, в том числе по выпечке хлеба и хлебобулочных изделий. Охотничьим промыслом занимается МУП «Тунгирпушнина» (с 2005 г. – ООО «Олекма»). Действует Тунгиро-Олёкминский лесхоз, объем лесосырьевой базы которого оценивается в 78 млн м³. Добыча россыпного золота ведется старательскими артелями «Урюм» и «Мокла». Единственный вид транспорта – автомобильный.

Проект строительства объектов, включающий ВЛ 110 кВ протяженностью 75 км от ПС 110 кВ Наседкино до новой ПС 110 кВ Тупик с одним силовым трансформатором мощностью 6,3 МВА, позволит реализовать схему электроснабжения административного центра муниципального района «Тунгиро-Олёкминский район» от электрических сетей филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго».

Предварительное технико-экономическое обоснование эффективности подключения потребителей с. Тупик выполнено для оценки экономического эффекта (экономии бюджетных средств), вызванного замещением источника генерации на базе дизельных электростанций электроэнергией, получаемой от сетей филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго».

Потребность в инвестициях в проект определена в соответствии с приведенным выше перечнем объектов электроснабжения с использованием укрупненных нормативов цен (Приказ Минэнерго РФ от 17 января 2019 года № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства») и представлена в таблице 2.5.2.

№	Наименование объекта	км/ МВА/ шт/Мвар	Общая стоимость без НДС, тыс. руб.
1	Строительство ПС 110 кВ Тупик с одним силовым трансформатором	6,3 МВА	162,48
2	Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Наседкино до новой ПС 110 кВ Тупик	75 км	671,82
3	Реконструкция ПС 110 кВ Наседкино с расширением ОРУ 110 кВ	1 яч.	29,36
Всего без НДС			863,66
Итого с НДС			1036,39

Суммарная стоимость планируемых объектов – 1 036 390 тыс. рублей.

Экономически обоснованный тариф на электроэнергию для потребителей села Тупик – 36,7 руб./кВт·ч (с НДС). Тариф на электроэнергию для сельского населения в Забайкальском крае - 2,15 руб./кВт·ч (с НДС) (приказ Региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края № 740-НПА от 21 декабря 2018 года).

Период эксплуатации принят равным 15 годам. Оценка экономической эффективности проекта проведена в рублях в прогнозных ценах. Ставки налогов приняты в соответствии с действующим на момент выполнения работы российским законодательством. Общие производственные издержки по электросетевым объектам состоят из налоговых отчислений, текущих эксплуатационных издержек на ремонт и обслуживание.

Для определения размера имущественного налога рассчитаны амортизационные отчисления, принимаемые в процентах от стоимости основных фондов в соответствии с постановлением Правительства РФ № 1 от 1 января 2002 года «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Ежегодные расходы на обслуживание электрических сетей (текущий ремонт, зарплата эксплуатационного персонала, общесетевые расходы) могут быть приближенно оценены пропорционально стоимости основных фондов (приняты процентом). Средние нормативы на все виды ремонтов и обслуживание электрических сетей в процентах приведены в таблице 2.5.3 (Справочник по проектированию электрических сетей, под ред. Д.Л.Файбисовича, 4-е издание, 2012 г.).

Наименование элемента	Норма амортизационных отчислений	Затраты на обслуживание
ПС	6,67	4,9
ВЛ	6,67	0,8

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина	Норма
1.	Чистая дисконтированная экономия	млн руб.	192,47	ЧДД > 0
2.	Внутренняя норма доходности	%	13,32	ВНД > 10%
3.	Индекс доходности	о.е.	1,23	ИД > 1
4.	Недисконтированный срок окупаемости	лет	8,76	-
5.	Дисконтированный срок окупаемости	лет	12,72	Тд < 15
6.	Бюджетные поступления	млн руб.	129,23	-

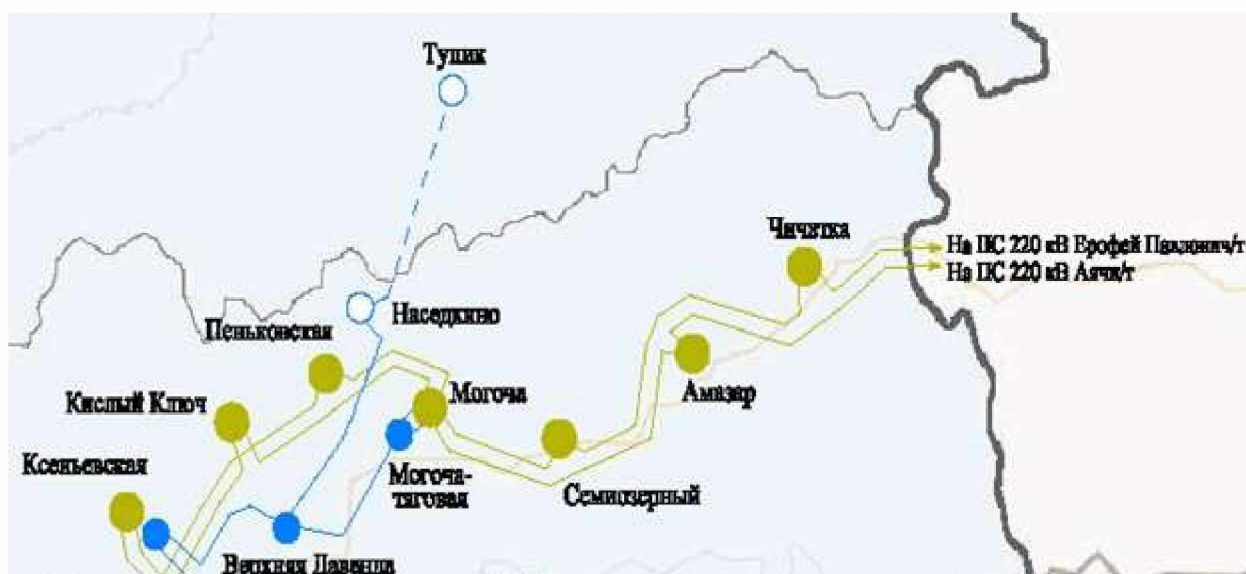


Рисунок 2.5.1. Карта-схема подключения потребителей Тунгиро-Олёкминского района

Результаты расчета экономических показателей проекта по электроснабжению энергоизолированных потребителей села Тулик свидетельствуют о его экономической эффективности:

1. Чистая дисконтированная экономия бюджета (экономия на дизельном топливе) имеет положительную величину (192 млн руб.),
2. Внутренняя норма доходности превышает значение ставки дисконтирования (13,3%),
3. Индекс доходности превышает единицу (1,23),
4. Срок окупаемости около 9 лет.

Для дальнейшей реализации проекта и подачи заявки на технологическое присоединение потребителей района необходима разработка детального технико-экономического обоснования, учитывающего все потенциальные эффекты (бюджетной экономии, увеличении количества рабочих мест, рост ВРП и др.). По результатам разработки указанного обоснования и наличия утвержденных ТУ на ТП к ЕЭС России проект может быть рекомендован для включения в Схему и программу развития электроэнергетики Забайкальского края.

2.6. Перспективы развития энергоисточников на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

Забайкальский край имеет существенный потенциал развития ВИЭ, основными из которых являются гидрогенерация и солнечные установки. В качестве перспективных направлений развития ВИЭ в крае следует выделить сооружение крупных источников гидрогенерации и солнечных электростанций большой мощности, а также развитие локальных гибридных энергоустановок с элементами ВИЭ в энергоизолированных населенных пунктах.

На территории Забайкальского края рассматривались проекты по строительству комплексов ГЭС, такие как: строительство Шилкинской ГЭС, Мокской ГЭС, малой ГЭС на реке Шонуй, Нерчинской ГЭС-1 и ГЭС-2.

Одним из наиболее проработанных проектов является проект строительства Шилкинской ГЭС. Проектные проработки по строительству Шилкинской ГЭС с ожидаемой среднесрочной выработкой 3000 ГВт·ч осуществлял НИИ «Ленгидропроект». Рассматривалось несколько вариантов размещения ГЭС, наиболее оптимальный – примерно на 50 километров южнее пгт. Могоча, ниже г. Сретенска по течению реки Шилка. Проект предполагал затопление до 20 населённых пунктов, в которых в настоящее время проживает около тысячи человек. Водохранилище Шилкинской ГЭС не затронет сельхозугодий и населенных пунктов Сретенск, Кокуй, Шилка, Нерчинск. В настоящее время проект строительства Шилкинской ГЭС приостановлен.

Проектирование малой ГЭС на реке Шонуй Красночикойского района проводилось МНТО «ИНСЭТ» (г. Санкт-Петербург). Малая ГЭС предназначена для обеспечения электроэнергией населения и социальной сферы трех труднодоступных сел района, которые в настоящее время обеспечиваются энергией от дизельных электростанций. По проработкам МНТО «ИНСЭТ» для населения (1000 человек) и социальной сферы необходимо до 250 кВт электрической мощности. Исследования реки Шонуй показали, что имеются возможности строительства малой ГЭС мощностью 300 кВт. Малая ГЭС позволит получить дешевую электроэнергию, избежать завоза дизельного топлива в труднодоступные районы (по хребтам) и дать толчок развитию района.

Аналогичные проработки МНТО «ИНСЭТ» начало по проектированию малой ГЭС в северном Тунгиро-Олёкминском районе края, где электроснабжение производится от ДЭС, себестоимость энергии которой составляет более 30 руб./кВт·ч.

Максимальные значения природного гелиопотенциала характерны для юга и юго-востока Забайкальского края (около 1300÷1400 кВт·ч/м² в год). При продвижении от юго-восточных районов к западным и северо-восточным наблюдается уменьшение годовых значений природного гелиоэнергетического потенциала. В центральной части края значения

составляют чуть более 1250 кВт·ч/м² в год, западной – около 1200÷1250 кВт·ч/м² в год, северной – менее 1100 кВт·ч/м² в год.

В 2017 году в с. Менза Красночикоийского района Забайкальского края введена в эксплуатацию автономная гибридная установка (АГЭУ) с использованием фотоэлектрических станций (ФЭС). Основные технические параметры проекта:

- Мощность АГЭУ – 400 кВт (ДГУ 200 кВт основной + 200 кВт резервный);
- Емкость накопителей – 720 кВт*ч (гелиевые АКБ большой емкости);
- Мощность ФЭС – 200 кВт, выработка – 260 МВт*ч/год;
- Площадь размещения ≈ 0,7 Га;

Технический эффект от выполнения мероприятий:

- при появлении нового объекта генерации, появляется дополнительная свободная мощность для подключения новых потенциальных потребителей;
- повышение надежности энергоснабжения Красночикоийского района;
- улучшение электросетевой инфраструктуры Красночикоийского района;
- снижение удельного расхода топлива в 2-2,5 раза.

Кроме того, в Забайкальском крае в 2015-2016 гг. введены в эксплуатацию солнечные электростанции мощностью 80-150 кВт. Станции расположены на промплощадке компаний и полностью обеспечивают потребность в электроэнергии.

Согласно Распоряжению Министерства территориального развития Забайкальского края от 4 февраля 2019 года № 29-р «Об утверждении Плана реализации государственной программы Забайкальского края «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Забайкальском крае» на 2019 год» в мае 2019 года будут приобретены 10 новых дизельных электростанций для сел Кыкер, Акима, Зеленое Озеро Тунгокоченского района, Усть-Начин Сретенского района и Средний Калар Каларского района, сел Надежный и Устье Кыринского района, а также Гуля, Средняя Олёкма, Моклакан Тунгиро-Олёкминского района.

На территории региона действует государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Забайкальском крае», согласно которой в Забайкальском крае должно появиться двадцать гибридных электростанций. Планируется провести модернизацию уже приобретенных электростанций в 19 населённых пунктах с их доработкой в автономные гибридные энергоустановки на основе фотоэлектрических модулей. Объем инвестиций на эти цели оценивается в 505 миллионов рублей (без НДС).

Правительством Забайкальского края в лице Министерства жилищно-коммунального хозяйства, энергетики, цифровизации и связи Забайкальского края заключено концессионное соглашение, предусматривающее строительство автономных гибридных энергоустановок в технологически изолированных территориях (села Тунгокочен, Кыкер, Акима, Зелёное озеро, Красный Яр, Юмурчен, Усть-Каренга Тунгокоченского района, село Семиозёрье Красночикоийского района, село Кактолгинское Газимуро-Заводского района, село Усть-Начинское и Верхне-Куларкинское Сретенского

района, село Энгорок Хилокского района, село Средний Калар Каларского района, села Надежный и Устье Кыринского района, села Гуля, Средняя Олёкма и Моклакан Тунгино-Олёкминского района Забайкальского края).

№	Название населенного пункта	Мощность ФЭС	Емкость СНЭ	Единичная мощность ДГУ	Количество о ДГУ
		кВт	кВт·ч	кВт	штук
1	Тунгокочен	200	300	200	3
2	Кыкер	100	150	100	2
3	Акима	50	100	60	2
4	Красный Яр	10,95	40	30	1
5	Юмурчен	17,52	65	30	1
6	Усть-Каренга	23,36	90	60	1
7	Зеленое Озеро	17,52	65	30	1
8	Кактолга	50	100	60	2
9	Будюмкан	23,36	90	60	1
10	Усть-Начинское	50	100	60	2
11	Верхне-Куларкинское (Горбица)	17,52	65	30	1
12	Семиозерье	10,95	40	30	1
13	Энгорокское	50	100	60	2
14	Средний Калар	23,36	90	60	1
15	Надежный	17,52	65	30	1
16	Устье	10,95	40	30	1
17	Гуля	17,52	65	30	1
18	Средняя Олёкма	23,36	90	60	1
19	Моклакан	23,36	90	60	1

Также на территории региона получили распространение объекты электрогенерации на основе фотоэлектрических модулей, устанавливаемые промышленными организациями для собственного энергообеспечения в целях экономии, используемые в качестве второго источника электроснабжения.

В частности это объекты:

– СЭС 48,96 кВт, принадлежащая ООО «ГАЗИМУР», расположенная по адресу: г. Чита, ул. 5-я Армейская, д. 23/2

– СЭС 62,9 кВт, принадлежащая АО «Читаглавснаб», расположенная по адресу: г. Чита, ул. 5-я Авиационная, д. 45

2.7. Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов

Для определения уровней напряжений на шинах ПС рассматриваемого района, оценки загрузки элементов сети и соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности выполнен расчет электроэнергетических режимов.

Топология сети расчетной модели разработана на основе принципиальной схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Забайкальского РДУ с учетом реконструкции и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок на

перспективу 2021-2025 годы по годам. Расчет электроэнергетических режимов выполнен для основного сценария электропотребления.

Для выявления «узких» мест в электрической сети Забайкальского края расчеты электроэнергетических режимов выполнены для существующей схемы для нагрузок контрольного замера 2019 года. Учитывая, что в период с 2020 по 2024 годы существенного изменения топологии электрической сети не запланировано, расчеты электроэнергетических режимов выполнены на год максимальных прогнозных нагрузок – 2025 год.

Для 2019 и 2025 годов расчет установившихся режимов выполнен для наиболее характерных режимов:

- зимнего максимума нагрузок рабочего дня;
- зимнего минимума нагрузок рабочего дня;
- летнего максимума нагрузок рабочего дня.
- летнего минимума нагрузок выходного дня.

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для нормальных и наиболее тяжелых послеаварийных режимов в нормальной и ремонтных схемах.

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов
2019 год
Нормальная схема. Зимний максимум 2019 года
1. Нормальный режим;
2. Отключение ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24).
Нормальная схема. Зимний минимум 2019 года
3. Нормальный режим.
Нормальная схема. Летний максимум 2019 года
4. Нормальный режим;
5. Отключение ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24).
Нормальная схема. Летний минимум 2019 года
6. Нормальный режим.
2025 год
Нормальная схема. Зимний максимум 2025 года
7. Нормальный режим;
8. Отключение ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24);
9. Отключение ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24) с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ново-Широкая Благодатка;
10. Отключение ВЛ 110 кВ Вершина Шахтамы - Ново-Широкая (ВЛ-110-28) с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ново-Широкая Благодатка.
Нормальная схема. Зимний минимум 2025 года
11. Нормальный режим.
Нормальная схема. Летний максимум 2025 года

12. Нормальный режим;
13. Отключение ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24);
14. Отключение ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24) с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ново-Широкая Благодатка;
15. Отключение ВЛ 110 кВ Вершина Шахтамы - Ново-Широкая (ВЛ-110-28) с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ново-Широкая Благодатка.
Нормальная схема. Летний минимум 2025 года

Результаты расчетов электроэнергетических режимов в графической форме представлены в приложении 10. Учитывая, что по результатам расчетов не выявлено дополнительных «узких мест» в электрической сети Забайкальского края в графической форме приведены результаты расчетов нормальных режимов и режимов, подтверждающих необходимость мероприятий по строительству ВЛ 110 кВ Ново-Широкая – Благодатка.

2.7.1. Предложения по повышению надежности электроснабжения потребителей и усилению электрической сети 35 кВ и выше

Состав мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей и усилению электрической 35 кВ и выше энергосистемы Забайкальского края разработан с учетом предложений АО «СО ЕЭС» по устранению выявленных «узких мест» и предложений сетевых организаций (ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МРСК Сибири»).

Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Широкая – Благодатка, с расширением ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Ново-Широкая и ПС 110 кВ Благодатка

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на отчетный 2019 г. показал, что в нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок и летнего максимума нагрузок 2019 г. при отключении ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24) электрическая сеть Приаргунского энергорайона выделяется на изолированную работу.

Максимальное потребление энергорайона в летний период 29.08.2019 составляет 13,9 МВт.

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24) действием АОСЧ (ДАР, АЧР) осуществляется отключение нагрузки существующих потребителей.

Схемно-режимными мероприятиями, направленными на включение нагрузки, отключенной действием ПА, являются:

- загрузка Приаргунской ТЭЦ до величины располагаемой мощности (9 МВт);

- перевод части нагрузки (3,5 МВт) на электроснабжение от ТЭЦ ППГХО.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий объем нагрузки потребителей, включение которых невозможно до ввода в работу ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24), составляет 1,4 МВт в летний

период. Для обеспечения допустимых значений параметров электроэнергетического режима в указанной СРС требуется строительство ВЛ 110 кВ Ново-Широкая - Благодатка протяженностью 84,6 км. Рекомендованный срок ввода объекта – 2024 год.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелопугино – Вершина Шахтамы (ВЛ-110-93 протяженностью 50,296 км с заменой опор и подвеской ВОЛС)

Электроснабжение населенных пунктов Юго-Восточных районов Забайкальского края, энергопринимающих устройств Ново-Широкинского ГОКа, объектов электроснабжения Бугдаинского и Быстринского рудников осуществляется по ВЛ 110 кВ Шелопугино – Вершина Шахтамы, введенной в эксплуатацию в 1965 году и выполненной на деревянных опорах на ж/б приставках. Согласно акту технического освидетельствования состояния ВЛ выявлено ненадлежащее состояние деревянных опор (загнивание и физический износ ввиду старения древесины), соответственно, требуется реконструкция ВЛ 110 кВ Шелопугино – Вершина Шахтамы с заменой деревянных опор на железобетонные и подвеской ВОЛС. Данное мероприятие отсутствует в инвестиционной программе ПАО «МРСК Сибири» на 2018-2022, рекомендуется включить в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири» со сроком ввода объекта в 2025 году.

Реконструкция ВЛ-110-23 от отпайки на ПС Бутунтай до ПС Акатуй протяженностью 62,1 км (с заменой деревянных одноцепных опор с подвеской ВОЛС)

Электроснабжение населенных пунктов Юго-Восточных районов Забайкальского края и энергопринимающих устройств ООО «Байкалруд» осуществляется по ВЛ-110-23, введенной в эксплуатацию в 1965 году, выполненной на деревянных опорах на ж/б приставках.

Согласно акту Регионального управления технического надзора Сибири № С-12-07-13(Ц)ЧЭ-ЮВЭС от 19.07.2013 года и акту технического освидетельствования состояния ВЛ выявлено ненадлежащее состояние деревянных опор (загнивание и физический износ ввиду старения древесины), соответственно, требуется реконструкция ВЛ-110-23 от отпайки на ПС Бутунтай до ПС Акатуй с заменой деревянных опор на железобетонные и подвеской ВОЛС. Данное мероприятие рекомендуется включить в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири» со сроком ввода объекта в 2022 году.

Строительство ВЛ 110 кВ Багульник – Заречная протяженностью 2x14,3 км (суммарно 28,6 км), реконструкция ПС 110 кВ Заречная с расширением ОРУ-110 с установкой 2-х линейных ячеек

Строительство двух ВЛ 110 кВ Багульник – Заречная, расширение ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Заречная на 2 линейные ячейки предусмотрено в соответствии с выданными техническими условиями на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Сибири» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 22.05.2012 с изменениями № 1 в ТУ

от 06.10.2015 (Договор об осуществлении технологического присоединения от 12.04.2013 № 16/12-ТП-М2 объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Сибири» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС») и координацией с проектом СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы (ПС 220 кВ Багульник).

Рекомендуемый срок ввода объекта - 2024 год.

Реконструкция ПС 35 кВ Верх-Чита с заменой силовых трансформаторов 2x4 МВА на 2x10МВА, оборудования РУ-35, 10 кВ

Мероприятия по замене силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Верх-Чита включены в технические условия на технологическое присоединение объектов ОАО «РЖД» (приложение к договору об осуществлении технического присоединения к электрическим сетям от 27 декабря 2018 года № 20.7500.3107.18).

Целью реализации проекта является: ликвидация дефицита мощности ПС 35 кВ Верх-Чита и обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей Читинского района и населенных пунктов с. В.Чита, с. Карповка, п. Береговой, с. Угдан, п. Биофабрика, с. Смоленка, п. Заречный, п. Падь Лапочкина, с. Шишкино, с. Ручейки, с. Авдей находящихся близ города Читы, а также обеспечение возможности для технологического присоединения новых потребителей электрической энергии.

В настоящее время от ПС 35 кВ Верх-Чита осуществляется электроснабжение населения общей численностью 4223 человек, 10 водокачек, 7 котельных, 1 детского сада, 7 школ, 6 детских садов, 2 медицинских учреждений, 1 оздоровительного лагеря и прочих социально-значимых объектов.

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1981 году, на ПС 35 кВ Верх-Чита установлены два трансформатора марки ТМ 4000/35.

В настоящее время загрузка ПС 35 кВ Верх - Чита 2x4 МВА по фактическим максимальным контрольным замерам за последние три года составляет 125% (5,006 МВА). Мощность действующих договоров на технологическое присоединение с учётом применения коэффициентов понижения мощности составляет 2,770 МВА и соответственно при выполнении обязательств по договорам технологического присоединения загрузка подстанции возрастет до 200% (7,776 МВА).

В результате дефицит мощности на ПС 35 кВ Верх-Чита составит 3,8 МВА. Перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объёме 0,5115 МВА.

В конечном итоге суммарный дефицит мощности на ПС 35 кВ Верх-Чита с учётом перевода нагрузки на другие центры питания составит (187%) или 3,3 МВА.

В целях ликвидации дефицита мощности в режиме N-1 на ПС 35 кВ Верх-Чита предусмотрена замена силовых трансформаторов с 2x4 МВА на 2x10 МВА. Рекомендованный срок ввода объекта – 2024 год.

Реконструкция ВЛ-110-21 от ПС 110/35/10 кВ Балей до ПС 110/35/10/3 кВ Калангуй с заменой опор, протяженностью 73,5 км

Целью реализации проекта является обеспечение бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей части БалеЙского и ОловЯнинского районов, в том числе пгт. Калангуй и пгт. Золотореченск, с общей численностью населения более 15111 человек и более 98 социально значимых объектов.

Год ввода в эксплуатацию - 1961, количество опор 396, материал опор – дерево на ж/б приставках.

ВЛ 110 кВ нуждается в проведении реконструкции с заменой деревянных опор на металлические. Это обусловлено тем, что с момента ввода воздушной линии в эксплуатацию, под воздействием резко континентального климата региона и атмосферных явлений на деревянных опорах проявляются следы загнивания и физического износа из-за старения древесины, что подтверждается актом технического освидетельствования электрооборудования ВЛ 110-21 утвержденным в 2017 году заместителем директора – главным инженером ПО ВЭС филиала ПАО «МРСК Сибири»- «Читаэнерго» С.А. Пешковым.

Согласно акту технического освидетельствования воздушной линии, по причине загнивания элементов древесины, имеют предаварийное состояние и требуют замены следующие опоры: № 46, 47, 49, 53, 78, 79, 80, 90, 91, 92, 95, 97, 98, 101, 107, 113, 142, 143, 164.

В целях поддержания соответствующего уровня надёжности электроснабжения потребителей, ежегодно на участках ВЛ 110 кВ БалеЙ – Калангуй, персоналом РЭС проводятся дорогостоящие ремонтные работы по восстановлению и замене поврежденных опор, что приводит к вынужденным перерывам электроснабжения потребителей, на время проведения ремонта.

Исходя из сопоставления затрат на проведение ежегодных ремонтно-восстановительных работ и возможности проведения комплексной реконструкции ВЛ 110 кВ с заменой деревянных опор на металлические, наиболее оптимальным и надёжным является вариант проведения реконструкции.

Реконструкция ВЛ включена в «Соглашение», заключенное между Правительством Забайкальского края и ПАО «Россети» от 16.12.2013 г., № 55 Д/СГ-2. Рекомендованный срок ввода объекта – 2025 год.

Реконструкция ПС 110 кВ Ново-Широкая с заменых силовых трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА.

От ПС 110 кВ Ново-Широкая подключены энергопринимающие устройства крупного промышленного объекта - горно-обогатительного комбината, компании АО «Новоширокинский рудник» с потребляемой мощностью 14 МВт.

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1983 году, на ПС 110 кВ Ново-Широкая установлены два трансформатора марки ТДТН 10000/110.

В схеме ремонта трансформатора 10 МВА загрузка оставшегося в работе трансформатора по фактическим максимальным контрольным замерам за последние три года составит 140% (14,001 МВА - 20.12.2017), что показывает

превышение допустимой длительной загрузки $K_{доп}=1,175$ при фактическом значении $K_{доп}=1,4$ (согласно данным приказа от 08.02.2019 №81 МЭ РФ.) Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует. Это обусловлено отсутствием сетевой инфраструктуры 6, 10, 35 кВ связывающей ПС 110 кВ Новоширокая с другими центрами питания

В настоящее время на ПС 110 кВ Ново-Широкая отсутствуют заключенные договора на ТП. Однако, в расчёт принимаются заключенные договора на ТП по ПС 35 кВ Газимурский Завод, которая непосредственно подключена от ПС 110 кВ Ново-Широкая по сети 35 кВ.

Информация о выданных ТУ на ТП

№ п/п	№ ТУ	Наименование объекта	Заявленная мощность по ТУ, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Мощность по ТУ с учётом коэффициента реализации, кВт
1	8000345189	Складские помещения	150	0,7	105
2	8000378869	Жилой дом	15	0,2	3
3	8000386337	Пилорама и производственные помещения	30	0,9	27
4	8000393571	Асфальтобетонный завод	250	0,7	175
5	8000396634	Жилой дом	15	0,2	3
6	8000399471	Жилой дом	15	0,2	3
7	8000401857	Жилой дом	15	0,2	3
8	8000405206	Фельдшерско-акушерский пункт	15	0,2	3
9	8000406795	Жилой дом	15	0,2	3
Итого:			520	-	325

С учетом действующих договоров на технологическое присоединение (с учётом применения коэффициентов реализации) нагрузка подстанции возрастет до 14,3 МВА.

При отключении одного трансформатора нагрузка оставшегося в работе составит 143%.

Для исключения превышения допустимой токовой нагрузки трансформаторов 2х10 МВА на ПС 110 кВ Ново-Широкая предусмотрена их замена с 2х10 МВА на 2х16 МВА. Рекомендованный срок ввода объекта – 2025 год.

2.7.2. Обоснование мероприятий по снижению потерь электрической энергии и регулированию напряжения в узлах

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019
Величина потерь в электрических сетях, млн кВт·ч	980,7	977,2	936,8	883,6	851,2
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт·ч.	24,10	-3,50	-40,40	-53,20	-32,4

Среднегодовые темпы прироста, %	2,52	-0,36	-4,13	-5,68	-3,67
В % от общего объема уровня электропотребления	12,65	12,43	11,99	11,10	10,4

Величина потерь электрической энергии в период 2015-2019 годы снижается на 129,5 млн кВт·ч (7,63 %), доля потерь в общем электропотреблении с 12,65 % до 10,4 % в 2019 году.

В качестве мероприятий по снижению уровня потерь на передачу электроэнергии может рассматриваться установка средств компенсации реактивной мощности, строительство новых линий электропередачи, режимные мероприятия (отключение одного трансформатора в период минимальных нагрузок и т.д.).

2.7.3. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше. Рекомендации по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности

Согласно расчетам электроэнергетических режимов, уровни напряжения на шинах 110 кВ и выше ПС 110 кВ и выше в нормальном и послеаварийных режимах не снижаются ниже минимально допустимых значений для сети 110 кВ – 84,7 кВ, для сети 220 кВ – 169,4 кВ.

Соответственно, установленных на ПС 110 кВ и выше средств компенсации реактивной мощности и предусмотренных к установке в рамках подключения новых потребителей достаточно для поддержания уровней напряжения в допустимых пределах, ввод дополнительных средств компенсации реактивной мощности в рассматриваемой перспективе не требуется.

2.7.4. Оценка уровней токов короткого замыкания на ПС 35 кВ и выше на перспективу до 2025 года

Для определения соответствия отключающей способности оборудования расчетным токам короткого замыкания выполнен расчет токов короткого замыкания. Результаты приведены в приложении 10.

Анализ результатов расчетов токов короткого замыкания не выявил превышения тока отключения существующих выключателей расчетными значениями перспективных токов короткого замыкания.

2.8. Выводы

1. В целях разработки мероприятий по развитию электроэнергетики Забайкальского края на 2021-2025 гг. сформированы два сценария электропотребления, обеспечивающие долгосрочные показатели социально-экономического развития региона, – основной и дополнительный. Базовый сценарий характеризуется среднегодовым темпом прироста электропотребления 2,3%, суммарный рост к 2025 году составит 1187,4 млн кВт·ч. Дополнительный сценарий характеризуется повышенным спросом на

электроэнергию со среднегодовым темпом прироста электропотребления 3,3%, суммарный рост к 2025 году составит 1747,4 млн кВт·ч.

2. Результаты анализа балансов электроэнергии и мощности для рассматриваемых вариантов электропотребления свидетельствуют об отсутствии дефицита электроэнергии, а также о наличии достаточного резерва активной мощности энергосистемы Забайкальского края на всем протяжении прогнозного периода. В частности, избыток мощности с учетом внешних перетоков мощности из ОЭС Сибири и ОЭС Востока в среднем для основного варианта составляет 482,6 МВт, для дополнительного – 436,6 МВт.

3. Общая стоимость мероприятий по развитию объектов электрической сети Забайкальского края составит 25770,5 млн руб., из которых 21833,5 млн руб. (84,7 %) будет выделено на новое строительство и 3937 млн руб. (15,3 %) на реновацию основных фондов.

4. В результате расчета электроэнергетических режимов в энергосистеме Забайкальского края подтверждено одно «узкое» место – ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24). Вывод указанной ВЛ в ремонт или аварийное отключение приводит к режиму изолированной работы Приаргунского энергорайона и отключению нагрузки потребителей 1,4 МВт. Для ликвидации «узкого» места разработаны схемно-параметрические мероприятия – строительство ВЛ 110 кВ Ново-Широкая – Благодатка.

5. Согласно расчетам электроэнергетических режимов, уровни напряжения на шинах 110 кВ и выше ПС 110 кВ и выше в нормальном и послеаварийных режимах не снижаются ниже минимально допустимых значений для сети 110 кВ – 88,6 кВ, для сети 220 кВ – 177,1 кВ.

6. Анализ результатов расчетов токов короткого замыкания не выявил превышения тока отключения существующих выключателей расчетными значениями перспективных токов короткого замыкания.

7. Общая численность населения, проживающего в 20 населенных пунктах и не обеспеченного централизованным источником электроэнергии, составляет 3 900 человек, совокупная установленная мощность ДЭС – 2,52 МВт, суммарная выработка электроэнергии в 2019 году – 7,08 млн кВт·ч, что составляет порядка 0,089% от общей выработки электростанций Забайкальского края. В целях снижения субсидии регионального бюджета проведены предварительные технико-экономические расчеты перевода энергоснабжения потребителей сел Тунгиро-Олёкминского муниципального района с ДЭС на питание от сетей филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго», которые показали бюджетную эффективность и окупаемость проекта. Для дальнейшей реализации проекта, стоимость которого оценивается в объеме около 1 млрд руб., и подачи заявки на технологическое присоединение потребителей района необходима разработка детального технико-экономического обоснования (ТЭО). Данное мероприятие будет включено в перечень рекомендованных настоящей СиПР объектов при условии наличия утвержденных ТУ на ТП).

8. Наиболее перспективным направлением развития генерирующих мощностей на базе источников возобновляемой энергии является

строительство солнечных электростанций. В 2019 году в регионе введены Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС) 15 МВт и Кенонская СЭС («Балей СЭС») 15 МВт (ООО «Солнечная генерация»).

Проекты развития гидрогенерации (Шилкинская ГЭС, Шонуйская мини-ГЭС и др.) в настоящее время приостановлены ввиду отсутствия подтвержденного спроса. В ближайшей перспективе продолжится использование солнечных батарей в качестве источника энергии для бытовых нужд потребителями края, а также для обеспечения электроэнергией фермерских хозяйств и в комплексе с ветрогенераторами – для освещения дорог в регионе.

3. Развитие систем теплоснабжения в Забайкальском крае и оценка потребности в топливных ресурсах

В разделе представлен прогноз развития теплоэнергетики Забайкальского края, а также направления модернизации и повышения энергетической эффективности теплоэнергетических систем региона с учетом предложений теплоснабжающих организаций и органов местного самоуправления.

3.1. Прогноз потребления и необходимого производства тепловой энергии в регионе

Прогноз потребления тепловой энергии городов Забайкальского края и поселков городского типа на перспективный период 2020-2025 гг. сформирован на основе информации, полученной от теплоснабжающих организаций. Кроме того, учтены мероприятия, определенные программами «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Забайкальском крае», утвержденной постановлением Правительства Забайкальского края от 30.12.2016 г. № 530, «Развитие жилищно-коммунального хозяйства Забайкальского края», утвержденной постановлением Правительства Забайкальского края от 30.12.2015 г. № 650, «Охрана окружающей среды», утвержденной постановлением Правительства Забайкальского края от 10.04.2014 г. № 188, и реализуемого в рамках нее регионального проекта «Чистый воздух (Забайкальский край)», который предусматривает модернизацию и закрытие котельных с их переводом на централизованное теплоснабжение и обеспечение централизованным теплоснабжением вновь строящихся микрорайонов «Амурский», «Витимский», «Романовский», «Преображенский».

В связи с этим, в перспективном прогнозе потребления тепловой энергии учитывается энергосберегающий эффект при реализации мероприятий программ, а также изменение структуры и объема перспективного потребления тепловой энергии.

Объекты генерации, котельные	Отчет	Прогноз					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Забайкальский край, всего	10725,1	10829,1	11019,5	10758,6	10813,1	10834,1	10856,5
пгт. Ясногорск, Филиал «Харанорская ГРЭС»	98,9	99,9	99,0	98,7	99,0	98,7	98,5
АО «Интер РАО – Электрогенерация», в т.ч.							
АО «Коммунальник»	98,9	99,2	99,0	98,7	99,0	98,7	98,5
г. Краснокаменск, ОАО «ОТЭК»	1100,2	1110,9	1176,9	897,5	950,1	952,9	952,9
в г. Краснокаменске, в т.ч.							
ПАО «ППГХО»	564,1	569,6	572,5	293,1	345,7	346,7	346,7

Бюджетные организации	73,2	73,9	78,1	78,1	78,1	78,3	78,3
Прочие потребители	64,0	64,6	94,8	94,8	94,8	95,1	95,1
Население	398,9	402,8	431,5	431,5	431,5	432,8	432,8
По региону, ПАО «ТГК-14»- «Читинская генерация», в т.ч.	2688,0	2714,1	2731,8	2756,8	2764,9	2765,5	2790,8
Бюджетные организации	405,8	409,8	411,3	415,1	416,3	416,4	420,1
Прочие потребители	782,2	789,8	802,3	810,0	812,4	812,5	820,3
Население	1500,0	1514,6	1518,1	1531,8	1536,2	1536,6	1550,4
г. Чита, ЧТЭЦ-1, ЧТЭЦ-2, в т.ч.:	2492,7	2516,9	2541,3	2565,9	2573,6	2573,9	2598,9
Бюджетные организации	370,5	374,1	377,7	381,4	382,5	382,6	386,3
Прочие потребители	771,4	778,9	786,4	794,1	796,4	796,5	804,3
Население	1350,8	1363,9	1377,1	1390,5	1394,7	1394,8	1408,3
п. Приаргунск, Приаргунская ТЭЦ, в т.ч.	93,4	94,3	88,5	88,7	88,8	89,0	89,2
Бюджетные организации	24,9	25,1	23,6	23,6	23,7	23,7	23,8
Прочие потребители	7,7	7,8	12,0	12,0	12,0	12,1	12,1
Население	60,8	61,4	52,9	53,0	53,1	53,2	53,3
п. Шерловая Гора, Шерловогорская ТЭЦ, в т.ч.	102,0	103,0	102,0	102,2	102,4	102,6	102,8
Бюджетные организации	10,5	10,6	10,0	10,0	10,0	10,1	10,1
Прочие потребители	3,1	3,1	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Население	88,4	89,3	88,1	88,3	88,4	88,6	88,8
г. Чита, ДУ «ЧЭК», в т.ч.	160,0	161,6	158,5	152,1	145,8	143,0	140,3
Бюджетные организации	20,1	20,3	19,9	19,1	18,3	18,0	17,6
Прочие потребители	20,6	20,8	20,4	19,6	18,8	18,4	18,1
Население	119,3	120,5	118,2	113,4	108,7	106,6	104,6
п. Первомайский, Первомайская ТЭЦ, в т.ч.	106,7	107,7	106,8	106,8	106,8	107,1	107,1
Бюджетные организации	15,4	15,5	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Прочие потребители	5,7	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Население	85,6	86,4	85,6	85,6	85,6	85,9	85,9
По региону, МУП котельные, в т.ч.	6571,3	6635,0	6746,6	6746,6	6746,6	6766,9	6766,9
Бюджетные организации	1390,6	1404,1	1750,3	1750,3	1750,3	1755,6	1755,6
На производственные нужды	970,3	979,8	653,4	653,4	653,4	655,4	655,4
Прочим потребителям	727,9	734,9	805,8	805,8	805,8	808,2	808,2
Население	3482,5	3516,3	3537,1	3537,1	3537,1	3547,7	3547,7

В соответствии с данными таблицы существенных изменений в объеме теплотребления на прогнозный период не планируется. Исключением является снижение теплотребления ПАО «ППГХО» в Краснокаменске в связи с реализацией мероприятий по повышению энергоэффективности (переход на оптимальное распределение режимов эксплуатации оборудования, замена изоляции паропроводов, внедрение систем рекуперации

тепла и др.). Общий рост теплопотребления связан с увеличением количества конечных потребителей, преимущественно в Чите.

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	10725,1	10829,1	11019,5	10758,6	10813,1	10834,1	10856,5
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	74,0	104,0	190,4	-261,0	54,5	21,0	22,4
Среднегодовые темпы прироста, %	0,7	1,0	1,8	-2,4	0,5	0,2	0,2

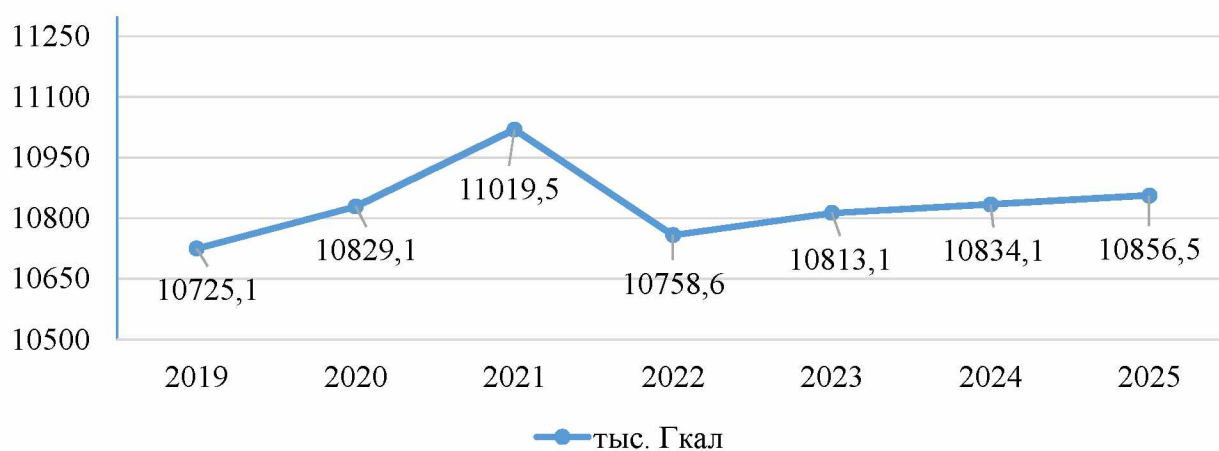


Рисунок 3.1.1. Динамика потребления тепловой энергии Забайкальского края на 2019-2025 годы

Величина потребления тепла по Забайкальскому краю к концу прогнозного периода оценивается в размере 10 856,5 тыс. Гкал. Рост потребления тепловой энергии за рассматриваемый период ожидается на уровне 131,4 тыс. Гкал к 2025 г. относительно 2019 г.

Снижение общего потребления тепла в 2022 году на 261,0 тыс. Гкал вызвано понижением потребления тепловой энергии ПАО «ППГХО» вследствие реализации мер по повышению энергоэффективности производства. Без учета указанного мероприятия в целом по Забайкальскому краю прогнозируется незначительный рост (0,2%) общего теплопотребления за счет ввода в эксплуатацию объектов жилищного фонда, предусмотренного «Развитие территорий и жилищная политика Забайкальского края», утвержденной постановлением Правительства Забайкальского края от 31.12.2015 г. № 656.

3.2. Анализ схем развития и предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения в муниципалитетах региона

Теплоснабжение наиболее крупных муниципальных образований Забайкальского края (г. Чита, г. Краснокаменск, пгт. Ясногорск,

п. Шерловая Гора, п. Приаргунск, п. Первомайский) осуществляется за счет когенерационной выработки тепловых электростанций региона.

Теплоснабжение г. Чита

Основными централизованными источниками теплоснабжения являются объекты комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Читинская ТЭЦ-1 и Читинская ТЭЦ-2, принадлежащие ПАО «ТГК-14».

На Читинской ТЭЦ-1 установлено: 12 котельных агрегатов БКЗ-220-100Ф, 1 КА БКЗ-240-100Ф, 2 турбины ПТ-60-90, 1 турбина Т-80-90, 2 турбины Т-87-90, 1 турбина Р-78-8. Установленная тепловая мощность ЧТЭЦ-1 по состоянию на 01.01.2019 – 1072 Гкал/ч.

На Читинской ТЭЦ-2 установлено: 5 КА Е-42-40Р, 2 пиковых водогрейных котла КВГМ-50-150, 1 турбина Р-6-35/5м-1 и 1 турбина Р-6-3,4/0,5-1. Установленная тепловая мощность Читинской ТЭЦ-2 по состоянию на 01.01.2019 – 233 Гкал/ч.

Тепловые сети Читинской ТЭЦ-1 и Читинской ТЭЦ-2 объединены в единую систему централизованного теплоснабжения, охватывающую большую часть территории города. Доля покрытия теплового потребления от них составляет 80 и 20% соответственно. На обслуживании ПАО «ТГК-14» в городе Чита находится 83,657 км магистральных тепловых сетей и 321,626 км внутриквартальных тепловых сетей.

Схема теплоснабжения г. Чита утверждена постановлением Администрации городского округа «Город Чита» «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения городского округа «Город Чита» № от 7.06.2016 г. № 22.

Теплоснабжение г. Краснокаменск

Источником теплоснабжения города является ТЭЦ ППГХО, расположенная в 4 км восточнее города. Эксплуатацию ТЭЦ обеспечивает АО «ОТЭК». Установленная тепловая мощность станции составляет 1169 Гкал/ч, имеется резерв тепловой мощности 175,1 Гкал/ч. На долю потребителей промплощадки приходится 60% всей подключенной к КТЭЦ тепловой нагрузки.

Протяженность сетей теплоснабжения в однотрубном исчислении составляет 303,9 км (городские сети и сети промплощадки). Диаметр тепловых сетей до 1000 мм; средний диаметр составляет 360 мм. Бесхозные сети отсутствуют.

Эксплуатацию городских сетей теплоснабжения до границ с потребителями в настоящее время обеспечивает Унитарное муниципальное предприятие городского поселения «Город Краснокаменск» муниципального района «Город Краснокаменск и Краснокаменский район» Забайкальского края «Жилищно-коммунальное управление» (УМП «ЖКУ»).

Схема теплоснабжения г. Краснокаменск утверждена постановлением Администрации городского поселения «город Краснокаменск»

Муниципального района «Город Краснокаменск и Краснокаменский район» Забайкальского края «Об утверждении схемы теплоснабжения городского поселения «Город Краснокаменск» на 2013-2028 гг.» от 04.10.2013 г. № 1229.

Теплоснабжение пгт. Ясногорск

Источником теплоснабжения города является Харанорская ГРЭС. Установленная тепловая мощность: 329,3 Гкал/ч. Установленная мощность трех водогрейных котлов составляет 105 Гкал/ч.

На Харанорской ГРЭС установлены 8 котлов, из них 3 – энергетических паровых котла, 2 – паровых котла и 3 – водогрейных котла. Пуско-отопительная котельная является резервным источником теплоснабжения.

Присоединенная тепловая нагрузка на поселок составляет 36 Гкал/ч, из них отопление - 32,5 Гкал/ч., ГВС - 3,5 Гкал/ч.

Теплоснабжающей организацией, обеспечивающий поставку и распределение тепла потребителям является ОАО «Коммунальник» ДЗО АО «Интер РАО – Электрогенерация».

Схема теплоснабжения пгт. Ясногорск утверждена Решением Совета городского поселения «Ясногорское» Забайкальского края «Об утверждении Схемы теплоснабжения на территории городского поселения «Ясногорское» Муниципального района «Оловянинский район» Забайкальского края» от 06.05.2015 г. № 863.

Теплоснабжение пгт. Шерловая Гора

Источником теплоснабжения в поселке Шерловая гора является Шерловогорская ТЭЦ. Установленная тепловая мощность Шерловогорской ТЭЦ составляет 99 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка – 35,2 Гкал/ч. На ШТЭЦ установлено 3 КА ЧКД-Дукла-М, 1 КА БКЗ-50-39 и 1 турбина ПТ-12-35/10м.

Магистральные тепловые сети пос. Шерловая Гора находятся в удовлетворительном состоянии, квартальные теплосети имеют 80% износа.

Протяженность магистральных и внутриквартальных тепловых сетей по зоне Шерловогорской ТЭЦ составляет 90,052 км.

Схема теплоснабжения пгт. Шерловая Гора утверждена Решением Совета городского поселения «Шерловогорское» Забайкальского края «Об утверждении схемы теплоснабжения городского поселения «Шерловогорское» Борзинского района до 2028 года» от 18 февраля 2014 года № 02.

Теплоснабжение пгт. Приаргунск

Источником теплоснабжения в посёлке Приаргунск является Приаргунская ТЭЦ. Установленная тепловая мощность Приаргунской ТЭЦ – 110 Гкал/ч с присоединенной тепловой нагрузкой – 35,4 Гкал/ч. На Приаргунской ТЭЦ установлено 3 КА ЦКТИ-75-39 и 2 турбины ПТ-12-35/10м. Тепло расходуется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Протяженность магистральных и внутриквартальных тепловых сетей по зоне Приаргунской ТЭЦ в однострубно-исчислении составляет 89 656 м. Тепло потребителям подается по четырем тепломагистралям с диаметрами головных участков от 250 до 400 мм.

Схема тепловых сетей двухтрубная, радиально-тупиковая, открытая, с зависимым присоединением абонентов. Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 44827,8 м.

Схема теплоснабжения пгт. Приаргунск утверждена постановлением Администрации городского поселения «Приаргунское» муниципального района «Приаргунский район» Забайкальского края «Об утверждении схемы теплоснабжения городского поселения «Приаргунское» муниципального района «Приаргунский район» от 30.06.2016 г. № 313.

Теплоснабжение пгт. Первомайский

Источником теплоснабжения города является Первомайская ТЭЦ, расположенная непосредственно в поселке Первомайский, которая находится в эксплуатации АО «ЗабТЭК». Установленная тепловая мощность Первомайской ТЭЦ – 88 Гкал/ч. На электростанции установлено 4 паровых котла паропроизводительностью 50 т/ч каждый, 1 водогрейный котел КВ-Ф-35-150 – 35 Гкал/ч, турбины П-6-35/5; Т-6-35/1,2; Р-6-35/10;1,2 Калужского турбинного завода.

Схема теплоснабжения пгт. Первомайский утверждена Решением Совета городского поселения «Первомайское» Забайкальского края «Об утверждении «Схемы теплоснабжения городского поселения «Первомайское» Шилкинского района на период до 2027 года» от 26.02.2015 г. № 176.

Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения

Одной из основных проблем теплоэнергетики региона является износ систем теплоснабжения, который в настоящее время составляет около 70%. Значительная степень износа основных фондов приводит к высокой аварийности, низкому коэффициенту полезного действия мощностей. Суммарные потери в тепловых сетях достигают 30% произведенной тепловой энергии. Потери, связанные с утечками теплоносителя из-за коррозии труб, составляют 15-20 %. Следствием высокого износа и технологической отсталости объектов коммунальной инфраструктуры является низкое качество предоставления коммунальных услуг, не соответствующее запросам потребителей.

Потери тепла вызваны неудовлетворительным техническим состоянием паровых и тепловых сетей, 28,2% общего протяжения которых нуждается в замене. По данным годовых отчетов о ходе реализации и оценки эффективности государственной программы Забайкальского края «Развитие жилищно-коммунального хозяйства Забайкальского края» утвержденной постановлением Правительства Забайкальского края от 30 декабря 2015 года № 650, за период 2015-2017 гг., стабилизирована ситуация по обеспечению

населения и объектов социальной сферы теплоснабжением в городах Петровск-Забайкальский, Хилок, Нерчинск, Борзя, Могоча, Балей, селах и поселках Первомайск, Песчанка, Даурия, Забайкальск, Кокуй, Вершино-Дарасунский, Карымское, Новая Чара, Оловянная, Шилка, Могойтуй, Агинское, Новоорловский, Атамановка, Угдан, Кличка, Букачача, Бушулей.

В 2019 году на реализацию основного мероприятия «Оказание содействия муниципальным образованиям Забайкальского края в реализации первоочередных мероприятий по модернизации объектов теплоэнергетики и капитального ремонта объектов коммунальной инфраструктуры, находящихся в муниципальной собственности» государственной программы Забайкальского края «Развитие жилищно-коммунального хозяйства Забайкальского края» из краевого бюджета было направлено 487,6 млн рублей.

В соответствии с планом подготовки объектов жилищно-коммунального хозяйства к отопительному периоду 2019/2020 годов заменено теплогенерирующее оборудование в 209 котельных, проведен ремонт 71,9 км тепловых сетей, что позволило снизить потери тепловой энергии на 0,33 %.

В целях модернизации и развития систем централизованного теплоснабжения, закрытия нерентабельных котельных на период 2020-2025 годов предполагается реализация следующих мероприятий:

- продолжение реализации проекта «Создание промышленного парка в пос. Могойтуй», в рамках которого предусмотрено строительство котельной, водонапорной башни, системы канализации с локальными очистными сооружениями, тепловые сети;

- реконструкция тепловых сетей, сетей водопровода и канализации в населенных пунктах Забайкальского края;

- продолжение работ по налаживанию теплового режима и устранению утечек в поселках Забайкальского края;

- реконструкция магистральных и внутриквартальных тепловых сетей в г. Чите.

В целях подготовки к осенне-зимнему периоду 2020/2021 годов разработан сводный план, в который приняты организационно-технические мероприятия от 31-го муниципального района и 3-х городских округов на общую сумму 1,1 млрд. рублей, нацеленный на исполнение следующих основных мероприятий:

- подготовить к отопительному периоду 800 котельных;

- провести капитальный ремонт основного и вспомогательного оборудования котельных в количестве 140 единиц, в том числе провести полную замену котлов в количестве 50 единиц;

- капитальный ремонт сетей теплоснабжения с полной заменой аварийных участков в объеме более 12 км;

- капитальный ремонт сетей водоснабжения и с полной заменой аварийных участков в объеме более 3 км;

- капитальный ремонт канализационных сетей и с полной заменой аварийных участков в объеме более 1,7 км.

Модернизация системы централизованного теплоснабжения г. Читы

Основные направления развития и модернизации системы теплоснабжения г. Читы предусматривают:

- повышение защитных характеристик теплотрасс;
- повышение надежности и эффективности работы системы теплоснабжения, развитие тепловых сетей и при необходимости – строительства дополнительных тепловых установок;
- модернизацию существующих магистральных и внутриквартальных тепловых сетей (с увеличением диаметра трубопроводов) и строительство новых тепловых сетей для присоединения потребителей к сетям централизованного теплоснабжения;
- реконструкцию генерирующих мощностей для увеличения отпуска тепла от источников теплоснабжения;
- планомерный капитальный ремонт внутридомовых сетей теплоснабжения.

Мероприятия по повышению надежности и эффективности работы теплосетей предусматривают замену устаревшей арматуры на шаровую, замену компенсаторов теплового расширения труб на сильфонные, перекладку изношенных труб на трубы необходимых диаметров с применением предварительной изоляции, строительство и реконструкцию насосных станций и тепловых пунктов.

К настоящему времени разработана и утверждена в установленном порядке следующая градостроительная документация, конкретизирующая основные положения действующего генерального плана города и позволяющая осуществлять комплексную застройку, как на свободной территории, так и в условиях реконструкции:

- проект планировки территории в границах улиц Гаюсана, Красной Звезды, Народной и реки Чита в Центральном административном районе;
- проект планировки территории в границах улиц Бабушкина, Кирова, Верхоленской и обводной автодороги в Ингодинском административном районе;
- проект планировки территории в границах улиц Новобульварной, Шилова, Коханского и Богомякова в Центральном административном районе;
- проект планировки территории микрорайона № 10-Д по улице Магистральной, в Железнодорожном административном районе;
- проект планировки территории в границах улиц Новобульварной, Шилова и Нагорной, в Центральном административном районе;
- проект планировки территории микрорайона № 9 поселка Текстильщиков, в Черновском административном районе.

В соответствии с разработанной и утвержденной градостроительной документацией продолжится строительство двух крупных жилых комплексов в микрорайоне «Девичья сопка», в Черновском административном районе и в поселке Каштак в Центральном районе. В частности строительство жилья в

микрорайоне «Девичья сопка» и улице Космонавтов, в Черновском районе относится к экономическому классу. Строительство жилья экономического класса также предполагается в районе улиц Базовских на берегу реки Чита (район школы № 17).

В целях малоэтажного жилищного строительства разрешена разработка проектов планировки в пределах территории, прилегающей, с северной и юго-восточной сторон к поселку Кутузовка, в Черновском районе.

Разработан и находится в стадии согласования проект планировки территории вдоль федеральной автодороги М-55, на участке между рекой Чита и озером Угдан, в Железнодорожном административном районе.

Предоставление земельных участков планируется осуществлять с условием их комплексного освоения. Для этих целей разработана документация по застройке индивидуальными жилыми домами территории микрорайона «Мирный» в поселке Восточном и в Черновском районе.

Для комплексного освоения земельных участков в целях жилищного строительства начата работа по разработке проекта планировки микрорайона № 7 в поселке Текстильщиков, в Черновском административном районе, а также микрорайон школы № 17, в Железнодорожном районе.

На территории городского округа планируется также многочисленное точечное строительство на местах сноса ветхого жилья и свободных к застройке площадках.

В перспективе на период 2019-2024 гг., учитывая имеющийся перечень планируемых к строительству объектов точечной и комплексной застройки, планируется подключение новых потребителей на общую тепловую нагрузку около 70 Гкал/ч.

Новое строительство тепловых сетей на мелких котельных в Чите на период 2020-2025 гг. не предусматривается.

Таблица 3.2.1. Перечень мероприятий, направленных на устранение проблемных узлов системы теплоснабжения и покрытие дефицита тепловой мощности в г. Чита на период 2020-2025 годов							
№	Проект	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Реконструкция тепловой сети от УТ-1 до ТК-"ВВ" по ул. Энергетиков с Ду700 мм на Ду 800мм протяжённостью 454 м.						
2.	Реконструкция тепловой сети Ду800мм на Ду 1000 мм от УТ-1 до ТК-3-2 в районе ул. Ивановской длиной 793 м.						
3.	Реконструкция тепловой сети Ду200мм на Ду300мм от УП до УТ-4 по ул. Шилова протяжённостью 300 м.						
4.	Реконструкция тепловой сети от ТК-8-9-2-4-1 до ТК-8-9-2-4-2 на перекрёстке ул. Шилова-Коханского длиной 115 м						

5.	Реконструкция тепловой сети от УТ-9-11-5б-2а до УТ-1 по ул. Матвеева протяжённостью 130 м.						
6.	Реконструкция тепловой сети от ТК-13-15 до УТ-1 по ул. Недорезова протяжённостью 125 м.						
7.	Реконструкция тепловой сети от ТК-13-10а до ТК-13-11 по ул. Недорезова протяжённостью 380 м.						
8.	Реконструкция тепловой сети от ТК-15-9-1 до жд Бекетова, 38 по ул. Бекетова протяжённостью 48 м.						
9.	Реконструкция тепловой сети от ТК-8-4-1 до ТК-8-4-3 по ул. Тимирязева протяжённостью 155 м.						
10.	Реконструкция тепловой сети от ТК-8-4-3 до ТК-8-4-5 по ул. Тимирязева протяжённостью 25 м.						
11.	Реконструкция тепловой сети от ТК-13-11 до ТК-13-11-1 по ул. Недорезова протяжённостью 30 м.						
12.	Реконструкция тепловой сети от ТК-13-11-1 до ТК-13-11-2 по ул. 3-я Малая протяжённостью 115 м.						
13.	Реконструкция тепловой сети от ТК-3-1-5-1 до ТК-3-1-5-2 в 3 мкр. протяжённостью 90 м.						
14.	Реконструкция тепловой сети от ТК-9-11 до ТК-9-11-0а по ул. Нечаева протяжённостью 245 м.						
15.	Реконструкция тепловой сети от ТК-9-11-0а до ТК-9-11-0 по ул. Нечаева протяжённостью 145 м.						
16.	Реконструкция тепловой сети от П-2-7 до УРГ по ул. Бабушкина длиной 596 м.						
17.	Реконструкция тепловой сети от ТЭЦ-1 до П-2-5Б (2 эт.) протяжённостью 243 м.						
18.	Реконструкция тепловой сети ТЭЦ-2-Город от ул. Лазо до ул. Аянская протяжённостью 125 м.						

Таблица 3.2.2. План организационно-технических мероприятий по подготовке объектов к отопительному сезону 2020/2021 гг.

№ п/п	Мероприятие	Год
1	Капитальный ремонт участка от ТК-12-2 до ТК-12-3 (от ул. Угданская до ул. Подгорбунского) с увеличением диаметра до Ду300 (Dy=250, L=147 м)	2020
2	Капитальный ремонт участка от ТК-12-3 до ТК-12-5 (от ул. ул. Подгорбунского до ул. Смоленская) (Dy=250, L=211 м)	2020

3	Капитальный ремонт участка от ТК-12-1 до ЦТП Медакадемии (Ленинградская,76) (Dy=200, L=218 м)	2020
4	Капитальный ремонт участка от ТК-12-3 до ТК-12-3-1 (Горького,59) (Dy=150, L=98 м)	2020
5	Капитальный ремонт участка от ТК-12-3 до ТК-12-3-2 (Горького,59) (Dy=250, L=44 м)	2020
6	Капитальный ремонт участка от ТК-12-2 до дома Горького,38 (Dy=80, L=50 м)	2020
7	Капитальный ремонт участка от ТК-13-2-2-2 до дома Г.Костина,49 (Dy=50, L=156 м)	2020
8	Капитальный ремонт участка от ТК-13-2-2-2 до дома Байкальская,7 (Dy=50, L=65 м)	2020
9	Капитальный ремонт участка от ТК-12-2-20 до ТК-12-2-18 (Dy=200, L=63 м)	2020
10	Капитальный ремонт участка от ТК-12-2-18 до дома Токмакова,10 (Dy=80, L=12 м)	2020
11	Капитальный ремонт участка от ТК-12-2-18 до ТК-12-2-16 (Dy=200, L=70 м)	2020
12	Капитальный ремонт участка от ТК-12-2-16 до ТК-12-2-12 (Dy=100, L=54 м)	2020
13	Капитальный ремонт участка от ТК-12-3-5 до ТК-12-2-16-1 (Dy=200, L=250 м)	2020
14	Капитальный ремонт участка от ТК-1-30-2а до ТК-1-30-2 (Dy=200, L=239 м)	2020
16	Капитальный ремонт участка от ТК-1-44б-1-1а до ТК-1-44б-1-2 (Dy=150, L=264 м)	2020
15	Капитальный ремонт участка от ТК-12-7 до ТК-12-8 (Dy=300, L=118 м)	2020
17	Капитальный ремонт участка от ТК-26-4 до ТК-26-5 (Dy=150, L=46 м)	2020
18	Капитальный ремонт участка от ТК-5-6-2-1 до ТК-5-6-2-3 (Dy=100, L=89 м)	2020
19	Капитальный ремонт участка от ТК-9-2-5-1 до ТК-9-2-5-1-1 (Dy=125, L=71 м)	2020
20	Капитальный ремонт участка от ТК-9-2-5 до ТК-9-2-5-1 (Dy=150, L=132 м)	2020
21	Капитальный ремонт участка от ТК-9-2-5 до дома Журавлёва,68 (Dy=125, L=83 м)	2020
22	Капитальный ремонт участка от ТК-9-11-2 через ТК-9-11-2-2 до домов Журавлёва,89 и Журавлёва,104 (Dy=150, L=107 м)	2020
23	Капитальный ремонт участка от ТК-9-11-2 до ТК-9-11-2-1 и до ТК-9-11-2-3 (Dy=150, L=207 м)	2020
24	Капитальный ремонт участка от ТК-8-17 до ТК-8-18 ул. Красной Звезды (Dy=500, L=214 м)	2020
25	Капитальный ремонт участка от ТК-8-18 до ТК-8-19 ул. Красной Звезды (Dy=500, L=110 м)	2020
26	Капитальный ремонт участка от ТК-8-19 до ТК-8-20 ул. Красной Звезды (Dy=500, L=109 м)	2020
27	Капитальный ремонт участка от ТК-8-20 до ТК-8-20в ул. Красной Звезды (Dy=500, L=66 м)	2020

28	Капитальный ремонт участка от ТК-8-20б до ТК-8-21 ул. Красной Звезды (Dy=500, L=157 м)	2020
29	Капитальный ремонт участка от ТК-8-21 до ТК-8-22 ул. Красной Звезды (Dy=500, L=127 м)	2020
30	Капитальный ремонт участка от ТК-8-22 до ТК-8-23 ул. Красной Звезды (Dy=500, L=189 м)	2020
31	Капитальный ремонт участка от ТК-8-23 до ТК-8-24 ул. Красной Звезды (Dy=500, L=103 м)	2020
32	Капитальный ремонт участка от ТК-8-24 до ТК-8-25 ул. Красной Звезды (Dy=500, L=120 м)	2020
33	Капитальный ремонт участка от ТК-8-25а до ТК-8-26 ул. Красной Звезды (Dy=500, L=125 м)	2020
34	Капитальный ремонт участка от ТК-8-26 до ТК-8-27 ул. Красной Звезды (Dy=500, L= 110 м)	2020
35	Капитальный ремонт участка от ТК-12-5 до ТК-12-6 ул. Смоленская (Dy=500, L= 110 м)	2020
36	Капитальный ремонт участка от ТК-8-б до ТК-8-6-2а ул. Смоленская (Dy=100, L= 327 м)	2020

*Модернизация системы централизованного теплоснабжения
г. Краснокаменск*

В городском поселении «Город Краснокаменск» в настоящее время единственным источником теплоснабжения является ТЭЦ ППГХО (филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске). В перспективе документами территориального планирования теплоснабжение города также предусматривается от указанной ТЭЦ. В филиале АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске разработана и реализуется программа по энергосбережению и повышению энергетической эффективности деятельности предприятия, в том числе теплоэлектроцентрали. Основными задачами указанной программы являются:

- повышение конкурентоспособности продукции за счет уменьшения удельного потребления энергоресурсов на единицу выпускаемой продукции;
- повышение уровня рационального использования топлива и энергии за счет широкого внедрения энергосберегающих технологий и оборудования;
- мониторинг энергопотребления и разработка механизмов стимулирования эффективного использования топливно-энергетических ресурсов.

В частности, применительно к производству и передаче тепловой энергии в программе по энергосбережению и повышению энергетической эффективности предусмотрены следующие мероприятия:

- переход на оптимальное распределение режимов эксплуатации оборудования ТЭЦ ППГХО;
- совершенствование технологии сжигания жидкого топлива (в том числе автоматизация режима горения топлива и использование отработанного моторного и трансформаторного масла для растопки пылеугольного котла и для стабилизации горения (подсветки) пылеугольного факела);

- модернизация системы ХВО (внедрение технологии обратного осмоса);
- внедрение автоматики управления приточными системами;
- замена изоляции на паропроводах;
- внедрение систем рекуперации тепла;
- установка автоматизированных систем учета и потребления пара;
- внедрение частотного регулирования;
- оптимизация использования электроэнергии (в том числе установка энергосберегающих систем на трансформаторных подстанциях, снижение потерь электроэнергии за счет отключения одного трансформаторов на 2-х трансформаторных подстанциях, снижение технических потерь электроэнергии за счет внедрения электропроводящей смазки для контактов, приведение в соответствие с НТД состояния контактов, болтовых соединений и электрооборудования ПС, ТП, РП, модернизация систем освещения).

Реализация вышеуказанных мероприятий позволит повысить энергоэффективность теплоснабжения городского поселения «Город Краснокаменск», оптимизировать расходы потребителей на теплоснабжение.

С целью повышения надежности и сокращения потерь подлежат замене в соответствии со степенью износа существующие магистральные тепловые сети. В частности, на отдельных участках необходимо восстановление тепловой изоляции магистральных теплосетей, замена запорной арматуры, восстановление тепловых камер, колодцев и опор, а также необходимо произвести работы по регулировке систем теплоснабжения с привлечением специализированной организации.

Для подключения объектов нового строительства к системе теплоснабжения строительство дополнительных мощностей теплоисточника не требуется. В период 2019-2024 годов предусматривается строительство новых распределительных тепловых сетей в соответствии с очередностью ввода новой жилой и культурно-досуговой застройки.

Развитие системы теплоснабжения городского поселения «Город Краснокаменск» предлагается осуществлять с учетом сохранения применяемого температурного графика отпуска тепловой энергии потребителям.

В целях исполнения законодательства Российской Федерации в части перехода от открытой системы теплоснабжения к закрытой, а также для обеспечения потребителей в жилищном фонде городского поселения «Город Краснокаменск» коммунальными услугами отопления и горячего водоснабжения надлежащего качества планируется реализовать мероприятия по модернизации внутридомовых систем отопления и горячего водоснабжения.

Кроме того, будут реализовываться мероприятия для подключения новых потребителей. Теплосетевая организация обеспечивает прокладку сетей теплоснабжения до границ участков застройки. От границ участка застройки и непосредственно до объектов строительства прокладку необходимых коммуникаций осуществляет застройщик.

Состав мероприятий строительству и реконструкции тепловых сетей на конкретном объекте будет детализироваться после разработки проектной документации (при необходимости после проведения энергетических обследований).

Таблица 3.2.3. Основные инвестиционные проекты по техническому перевооружению тепловых сетей г. Краснокаменска									
№ п/п	Проект	Цели реализации проекта	Ед. изм.	Год					
				2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Оборудование многоквартирных домов приборами учета тепловой энергии	Обеспечение приборного учета реализации тепловой энергии; выполнение требований законодательства в сфере энергосбережения	ед.	25	25	25	-	-	-
2.	Замена изношенных сетей теплоснабжения в микрорайоне 5 г. Краснокаменска	Повышение надежности и энергоэффективности передачи тепловой энергии	п. м	-	-	-	-	1250	-
3.	Замена изношенных сетей теплоснабжения в микрорайоне 6 г. Краснокаменска	Повышение надежности и энергоэффективности передачи тепловой энергии	п. м	-	-	-	1600	1050	-
4.	Замена изношенных сетей теплоснабжения в микрорайоне 7 г. Краснокаменска	Повышение надежности и энергоэффективности передачи тепловой энергии	п. м	300	-	-	-	-	-
5.	Замена магистральных теплотрасс в проходных каналах	Повышение надежности и энергоэффективности передачи тепловой энергии	п. м	2000	2250	2250	650	-	-
6.	Прокладка сетей теплоснабжения Ду=300 в проходных каналах	Закольцовка магистральных сетей теплоснабжения для повышения надежности передачи тепловой энергии потребителям г. Краснокаменска	п. м	60	60	60	60	60	-

Проекты предусматривают следующие мероприятия:

- замену тепловой изоляции теплотрасс надземной прокладки в микрорайонах 2, 5, 6 и в коммунальной зоне города;
- замену изношенных сетей теплоснабжения в микрорайоне 2;
- оборудование многоквартирных домов приборами учета тепловой энергии;
- замену изношенных сетей теплоснабжения в мкр. 3, 4 А, 4 Б, 5;
- прокладку сетей теплоснабжения Ду=300 в проходных каналах;
- строительство тепловой сети Ду=100, Ду=80.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» схемы теплоснабжения подлежат ежегодной актуализации, однако анализ действующих схем теплоснабжения наиболее крупных муниципальных образований Забайкальского края показывает, что данное требование зачастую не исполняется.

3.3. Оценка потребности в топливе для производства электрической и тепловой энергии в Забайкальском крае

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитываются режимы работы ТЭС, характеристики действующего на ТЭС оборудования, виды используемого топлива, существующее состояние топливоснабжения. Оценка потребности электростанций энергосистемы в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической и тепловой энергии для основного варианта электропотребления.

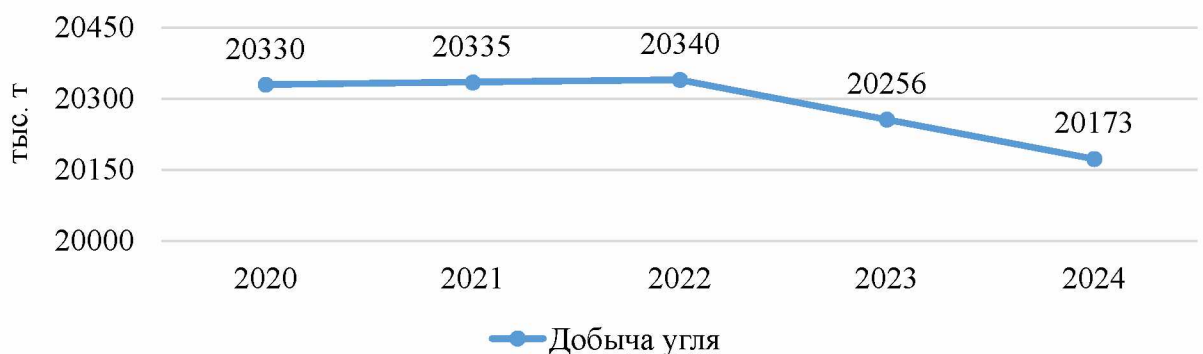
№ п/п	Показатели, тыс. т угля	Год					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Добыча, всего, в т.ч.:	20330	20335	20340	20256	20173	20214
	Разрез Харанорский	4084	4085	4086	4070	4053	4061
	Разрез Татауровский (Восточный)	1400	1400	1401	1395	1389	1392
	Разрез Уртуйский	3506	3507	3508	3494	3479	3486
	Разрез Тугнуйский	9776	9779	9781	9741	9701	9720
	Апсатское месторождение	625	625	625	623	620	621
	Разрез Тигнинский	270	270	270	269	268	269
	Малые предприятия	667	667	668	665	662	663
2.	Потребление всего, в т.ч.:	9469	9479	9487	9456	9473	9482
	Всего ТЭС, ГРЭС	6518	6498	6536	6476	6463	6453
	Филиал ПАО «ТГК-14» - "Читинская генерация"	2404	2413	2423	2437	2423	2416
	Харанорский	1550	1551	1552	1554	1557	1557
	Татауровский	827	820	819	820	819	820
	Уртуйский	15	15	12	28	12	12
	Тигнинский	0	15	15	15	15	15

	Из других регионов	12	12	24	20	20	12
	Харанорская ГРЭС	2562	2556	2562	2569	2571	2569
	Харанорский	2054	2047	2050	2051	2051	2056
	Уртуйский	450	448	452	431	430	428
	Татауровский	42	45	44	50	53	48
	Тигнинский	0	0	0	21	21	21
	Из других регионов	16	16	16	16	16	16
	ТЭЦ ППГХО	1490	1466	1489	1408	1406	1406
	Уртуйский	1490	1466	1489	1408	1406	1406
	Первомайская ТЭЦ	62	62	62	62	62	62
	Харанорский	61	61	61	61	61	61
	Из других регионов	1	1	1	1	1	1
	Объекты ЖКХ	2952	2981	2951	2981	3011	3028
3.	Отгрузка за пределы края	10860	10856	10853	10800	10700	10732

Структура потребления топлива на прогнозируемый период 2020-2025 гг. существенно не меняется, основную его долю составляет уголь (более 99%).

К концу рассматриваемого периода (2025 год) суммарная потребность в топливе по электростанциям и котельным энергосистемы Забайкальского края составит 9574 тыс. т. Потребление углей электростанциями энергосистемы в период с 2020 по 2025 гг. изменяется на 0,3%. При этом в течение всего прогнозного периода добыча топлива угольными разрезами Забайкальского края существенно не изменится. Отгрузка угля за пределы края к 2025 году снизится на 2% по отношению к 2019 году.

Рис. 3.3.1. Прогноз добычи угля в Забайкальском крае в период 2020-2025 годов



№	Показатель баланса	Год					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Электропотребление, млн кВт·ч	8339	8459	8709	9004	9325	9333
2.	Выработка, млн кВт·ч	7174	6955	7206	7357	7774	7761
	Харанорская ГРЭС	3228	3206	3245	3396	3813	3800
	Читинская ТЭЦ-1	2264	2052	2264	2264	2264	2264

	ТЭЦ ППГХО	1530	1530	1530	1530	1530	1530
	Приаргунская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0
	Читинская ТЭЦ-2	60	60	60	60	60	60
	Шерловогорская ТЭЦ	40	40	40	40	40	40
	Первомайская ТЭЦ	13	13	13	13	13	13
	Кенонская СЭС («Балей СЭС»)	19,5	27	27	27	27	27
	Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)	19,5	27	27	27	27	27
3.	Отпуск тепла, тыс. Гкал, в том числе	4949,8	4950,4	4941,8	4552,3	4626,7	4639,9
	Харанорская ГРЭС	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3
	Читинская ТЭЦ-1, ТЭЦ-2	2770,3	2770,3	2788,1	2793,7	2793,7	2801,7
	ТЭЦ ППГХО	1683,3	1690,9	1664,5	1269,4	1343,8	1347,8
	Приаргунская ТЭЦ	120,9	115,6	115,6	115,6	115,6	116,0
	Шерловогорская ТЭЦ	142,4	140,7	140,7	140,7	140,7	141,1
	Первомайская ТЭЦ	141,6	141,6	141,6	141,6	141,6	142,0
4.	Приход угля, тыс. т	7117	7146	7282	7186	7228	7263
	Харанорская ГРЭС	2702	2714	2772	2754	2771	2792
	Читинская ТЭЦ-1	2268	2235	2262	2292	2269	2263
	ТЭЦ ППГХО	1705	1744	1799	1678	1724	1744
	Приаргунская ТЭЦ	103	113	110	122	126	129
	Читинская ТЭЦ-2	189	189	189	189	189	189
	Шерловогорская ТЭЦ	85	84	85	86	85	83
	Первомайская ТЭЦ	65	66	65	65	64	63
5.	Расход угля, тыс. т.	6512	6507	6497	6350	6382	6386
	Харанорская ГРЭС	2562	2556	2562	2569	2571	2569
	Читинская ТЭЦ-1	2077	2086	2093	2107	2095	2089
	ТЭЦ ППГХО	1490	1466	1489	1408	1406	1406
	Приаргунская ТЭЦ	76	76	78	78	77	76
	Читинская ТЭЦ-2	171	171	171	171	171	171
	Шерловогорская ТЭЦ	80	80	81	81	80	80
	Первомайская ТЭЦ	62	62	62	62	62	62
6.	Остаток угля, тыс. т	854	886	897	901	898	896
	Харанорская ГРЭС	140	158	210	185	200	223
	Читинская ТЭЦ-1	191	149	169	185	174	174
	ТЭЦ ППГХО	215	278	310	270	318	337
	Приаргунская ТЭЦ	27	37	32	44	49	53
	Читинская ТЭЦ-2	18	18	18	18	18	18
	Шерловогорская ТЭЦ	5	4	4	5	5	3
	Первомайская ТЭЦ	3	4	3	3	2	1

В соответствии с данными таблицы среднегодовой расход угля электростанциями Забайкальского края на период 2020-2025 гг. с учетом разнонаправленности трендов электро- и теплопотребления останется на прежнем уровне и составит порядка 6,4 млн тонн для основного варианта электропотребления.

3.4. Выводы

1. Прогнозная величина выработки тепловой энергии и ее потребления по Забайкальскому краю к 2025 году оценивается в размере соответственно 13 783,1 и 10 856,5 тыс. Гкал (среднегодовой темп роста 0,2%). Прирост общего теплоснабжения обусловлен вводом в эксплуатацию объектов жилищного фонда, предусмотренного программой социально-экономического развития Забайкальского края.

2. Анализ действующих схем теплоснабжения наиболее крупных муниципальных образований Забайкальского края указывает на необходимость актуализации данных о текущем состоянии систем теплоснабжения и мероприятиях по их модернизации. Основные мероприятия направлены на капитальный ремонт и развитие систем теплообеспечения объектов ЖКХ и промышленных производств.

3. Основные направления развития и модернизации системы теплоснабжения Читы и Краснокаменска, включающие 24 проекта, предусматривают повышение защитных характеристик теплотрасс; повышение надежности и эффективности работы системы теплоснабжения, развитие тепловых сетей, модернизацию существующих магистральных и внутриквартальных тепловых сетей (с увеличением диаметра трубопроводов) и строительство новых тепловых сетей для присоединения потребителей к сетям централизованного теплоснабжения; реконструкцию генерирующих мощностей для увеличения отпуска тепла от источников теплоснабжения; планомерный капитальный ремонт внутридомовых сетей теплоснабжения.

4. Определены потребности тепловых электростанций Забайкальского края в топливе в объеме 6,4 млн тонн угля. Существенных изменений в структуре и объемах добычи и потребления угля в рассматриваемой перспективе не прогнозируется. Основой топливно-энергетического комплекса Забайкальского края в прогнозируемом периоде останутся угли Харанорского и Уртуйского разрезов с объемом добычи 3 674 и 1 846 тыс. тонн соответственно – 58% потребления угля в крае. Объемы добычи угля Тугнуйского разреза, составляющего основную долю экспорта в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, останутся на уровне 9 700 тыс. тонн – 48% общей добычи в крае. Среднегодовой расход угля тепловыми электростанциями энергосистемы Забайкальского края останется на прежнем уровне вследствие покрытия возрастающего спроса на электроэнергию за счет перетоков из ОЭС Сибири.

Заключение

1. По состоянию на 2019 год установленная мощность тепловых станций централизованной зоны энергоснабжения составила: электрическая – 1593,8 МВт, тепловая – 2,6 тыс. Гкал/ч. Выработка электроэнергии в крае с учетом децентрализованных источников составляет 7,381 млрд. кВт·ч.

Общее потребление электроэнергии в регионе с учетом децентрализованных потребителей – 8,146 млрд. кВт·ч, покрывается помимо собственной выработки за счет перетока электроэнергии из ОЭС Сибири в объеме 0,78 млрд кВт·ч. Электропотребление на собственные нужды станций составило 0,79 млрд кВт·ч или 9,9 % от общего потребления, потери в электрических сетях составили 0,88 млрд. кВт·ч (11 %).

2. Схема основных связей энергосистемы Забайкальского края сформирована из системообразующей и распределительной сети. Системообразующая сеть состоит из ВЛ 110-220 кВ, общей протяженностью 9728,7 км в одноцепном исчислении. Энергосистема Забайкальского края имеет системообразующие электрические связи с энергосистемами Республики Бурятия (в западном направлении), Амурской области (в восточном направлении) и тупиковые с Республикой Монголией (в южном направлении).

Особенностями функционирования энергосистемы Забайкальского края являются ее избыточность по мощности, совместная работа с ОЭС Сибири и изолированная от ОЭС Востока, наличие одного «узкого» места, приводящего к изолированной работе Приаргунского энергорайона и отключением потребителей.

3. Производство и потребление тепловой энергии в Забайкальском крае в 2019 году составило 13 662,14 и 10 651,1 тыс. Гкал соответственно. Потери в тепловых сетях составляют порядка 2 501 тыс. Гкал или 18 % от общего объема полезного отпуска. Значительная доля производства тепловой энергии Забайкальского края приходится на котельные производственных предприятий и муниципальные котельные (62,7 %). Централизованные источники теплоснабжения ПАО «ТГК-14» и ТЭЦ ППГХО занимают второе и третье места по объему тепловой выработки – 23 и 12,5 % соответственно.

Прогнозная величина потребления тепловой энергии по Забайкальскому краю к 2025 году оценивается в размере 10 856,5 тыс. Гкал (среднегодовой темп роста 0,2 %). Прирост общего теплопотребления обусловлен вводом в эксплуатацию объектов жилищного фонда, предусмотренного программой социально-экономического развития Забайкальского края.

4. Основным видом топлива объектов генерации энергосистемы Забайкальского края является Харанорский и Уртуйский бурый уголь. Суммарная добыча угля в 2019 году составила порядка 20,3 млн тонн, из которых 9,5 млн тонн потреблено на нужды энергетики и ЖКХ, 10,8 млн тонн отгружено за пределы края. Общее потребление угля тепловыми электростанциями в 2019 году составило около 6,5 млн тонн. В силу отсутствия в крае газо- и нефтетранспортной инфраструктуры объемы

использования таких видов топлива как нефть и газ в регионе не значительны. Мазут используется в качестве вспомогательного топлива для растопки котлов Харанорской ГРЭС и Читинской ТЭЦ-2.

5. В целях разработки мероприятий по развитию электроэнергетики Забайкальского края на 2021-2025 гг. сформированы два сценария электропотребления, обеспечивающие долгосрочные показатели социально-экономического развития региона, – основной и дополнительный. Базовый сценарий характеризуется среднегодовым темпом прироста электропотребления 2,3%, суммарный рост к 2025 году составит 1187,4 млн кВт·ч. Дополнительный сценарий характеризуется повышенным спросом на электроэнергию со среднегодовым темпом прироста электропотребления 3,3%, суммарный рост к 2025 году составит 1747,4 млн кВт·ч. Баланс электроэнергии и мощности свидетельствуют об отсутствии дефицита электроэнергии, а также о наличии достаточного резерва активной мощности энергосистемы Забайкальского края на всем протяжении прогнозного периода. В частности, избыток мощности с учетом внешних перетоков мощности из ОЭС Сибири и ОЭС Востока в среднем для основного варианта составляет 482,6 МВт, для дополнительного – 436,6 МВт.

6. Общая стоимость мероприятий по развитию объектов электрической сети Забайкальского края, составит 25770,5 млн руб., из которых 21833,5 млн руб. (84,7 %) будет выделено на новое строительство и 3937 млн руб. (15,3 %) на реновацию основных фондов.

7. В целях энергообеспечения изолированных населенных пунктов, удаленных от Единой энергетической системы России, в рамках концессионных механизмов начата реализация проекта по строительству в них автономных гибридных энергоустановок, что позволит обеспечить качественное и надежное электроснабжение потребителей 24 часа в сутки, а также повысить энергетическую эффективность за счет снижения расхода дизельного топлива на выработку электрической энергии.

Кроме того, проведено предварительное технико-экономическое обоснование перевода энергоснабжения потребителей сел Тунгиро-Олёкминского муниципального района с ДЭС на питание от сетей филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Читаэнерго», которое показало бюджетную эффективность и окупаемость проекта. Для дальнейшей реализации проекта, стоимость которого оценивается в объеме около 1 млрд руб., подачи заявки на технологическое присоединение потребителей района необходима разработка детального технико-экономического обоснования. Данное мероприятие будет включено в перечень рекомендованных настоящей СиПР объектов при условии наличия утвержденных ТУ на ТП).

8. Наиболее перспективным направлением развития генерирующих мощностей на базе источников возобновляемой энергии является строительство солнечных электростанций. В 2019 году в регионе введены Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС) 15 МВт и Кенонская СЭС («Балей СЭС») 15 МВт (ООО «Солнечная генерация»).

9. Основные направления развития и модернизации системы

теплоснабжения Читы и Краснокаменска, включающие 24 проекта, предусматривают повышение защитных характеристик теплотрасс; повышение надежности и эффективности работы системы теплоснабжения, развитие тепловых сетей, модернизацию существующих магистральных и внутриквартальных тепловых сетей (с увеличением диаметра трубопроводов) и строительство новых тепловых сетей для присоединения потребителей к сетям централизованного теплоснабжения; реконструкцию генерирующих мощностей для увеличения отпуска тепла от источников теплоснабжения; планомерный капитальный ремонт внутридомовых сетей теплоснабжения.

10. Определены потребности тепловых электростанций Забайкальского края в топливе в объеме 6 400 тыс. тонн угля. Существенных изменений в структуре и объемах добычи и потребления угля в рассматриваемой перспективе не прогнозируется.

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии
АО «Читаэнергосбыт» и динамика потребления за 2015-2019 годы,
млн. кВт·ч.

№ п/п	Наименование предприятия	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7
1	ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	77,87	119,08	134,66	87,98	87,09
2	ПАО «ТГК № 14» («Читинская генерация»)	78,08	79,04	51,02	49,07	49,28
3	АО «Ново- Широкинский рудник»	62,25	64,22	68,67	68,93	66,84
4	ОАО «РЖД»	57,60	61,78	65,61	66,28	67,90
5	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России			65,33	116,33	59,34
6	ОАО «Коммунальник»	45,52	44,14	57,83	58,52	21,11
7	АО «Водоканал-Чита»	51,89	50,52	49,52	46,86	46,91
8	ООО «Байкалруд»	18,98	28,79	45,63	53,75	76,43
9	ПАО «МРСК Сибири»	46,87	46,42	45,19	44,79	44,42
10	ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ»	37,60	40,72	43,42	-	42,28
11	АО «Рудник Александровский»	37,61	45,45	41,67	43,88	44,57
12	ООО «ГлавЭнергоСбыт»	33,19	36,08	39,05	39,82	25,85
13	ООО «Дарасунский рудник»	41,35	44,11	28,63	27,92	31,14
14	ООО «ГРК «Быстринское»		10,75	26,03	213,42	315,54
15	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС»			23,63	6,72	25,95
16	ФКУ «ОСК Восточного военного округа»			21,52	-0,06	0,004
17	ООО «ГУ ЖФ»		15,68	19,08	6,41	7,15
18	ООО «БЭСК»			15,00	0,09	-
19	Служба в с. Даурия	5,71	6,05	14,73	5,66	4,02
20	ООО «ГРК Дархан»			14,09	18,66	19,36
21	ПАО «Ростелеком»	14,37	13,95	12,37	11,91	11,12
22	ОАО «Служба заказчика»	10,30	10,28	12,26	10,70	14,21
23	Акционерное общество «Главное управление жилищно-коммунального хозяйства»		24,74	12,19	-	-
24	ПК АРТЕЛЬ СТАРАТЕЛЕЙ»ДАУРИЯ»	10,85	11,57	11,96	11,82	13,60
25	ООО УК «Прогресс»	11,12	11,20	11,42	9,56	10,92
26	ООО «УК "Вектор» (ранее ООО «УК Надежда»)	9,98	10,04	11,06	9,54	11,56
27	ООО «Мангазея Майнинг»	7,60	10,11	10,99	9,57	7,94
28	МП г. Читы «Троллейбусное управление»	11,43	11,45	10,77	10,63	11,42
29	АО «Прииск Соловьевский»	8,96	10,02	10,64	11,11	6,73
30	ПАО «Мегафон»	10,07	10,39	10,57	11,26	9,16
31	АО «Тепловодоканал»	9,54	9,76	9,43	8,64	9,12
32	ООО УК «Гарант»	8,44	8,29	9,06	8,44	8,52

33	ООО «РСО «Тепловодоканал»		6,45	8,90	8,89	8,22
34	РТРС			7,70	7,91	8,76
35	ООО «Урюмкан»			7,46	4,83	5,02
36	ООО «Элит-Сервис»	7,43	7,27	7,34	5,79	5,832
37	ООО «Лидер»	26,24	27,25	6,58	6,02	31,47
38	ЗАО «Золоторудная компания «ОМЧАК»			6,56	6,52	10,80
39	КГУП «Автомобильные дороги Забайкалья»	5,37	6,92	6,48	4,43	3,91
40	ООО УК «Кенон»	0,00	0,00	6,37	3,92	5,03
41	МП г. Читы «ГОРСВЕТ»	5,99	5,74	6,20	6,03	6,24
42	ООО «Каменский карьер»	6,54	5,62	5,93	7,27	5,02
43	ЗАО «Читинские ключи»	5,34	5,72	5,71	5,80	5,69
44	ПАО «Нефтемаркет»	5,96	5,95	5,66	5,59	5,38
45	ООО «УК Домоуправление №6»	5,87	5,51	5,54	5,37	4,37
46	АО «Рудник Апрельково»	20,42	15,06	5,47	7,02	7,77
47	ОАО Прииск У-Кара	4,55	6,40	5,38	6,41	7,10
48	ОАО «Силикатный завод»	10,16	8,62	5,09	0,91	3,66
49	ООО «Разрез Тигнинский»	4,99	5,14	4,97	5,99	7,09
50	АО «ЗГО»	4,84	4,93	4,95	5,05	4,90
51	МП «ГЖЭУ»			4,89	5,01	4,50
52	ООО Газимур	4,56	3,94	4,81	4,65	4,66
53	ПАО «Ксеньевский прииск»		4,89	4,76	5,68	6,33
54	ООО «УК Пятая» (ранее ООО «УК Регион №5»)		4,65	4,63	4,68	3,99
55	ЗАО «Маккавеевское»			4,41	5,00	4,87
56	ПАО «МТС»			4,36	4,25	4,81
57	ФГБОУ ВО «ЗабГУ»		4,92	4,33	4,13	3,88
58	ООО «Мир»	4,34	3,90	3,17	4,21	2,74
59	ОАО «Оборонэнергосбыт»	35,69	48,75	-	-	-
60	ЗАО «Ново-Орловский ГОК»	26,48	27,75	-	-	-
61	ОАО «Жирекенский ГОК»	8,09	4,69	-	-	0,84
62	ООО УК «Ингода»	5,53	4,49	-	-	4,37
63	ООО УК «Домремстрой»		4,38	-	-	9,77
64	МУП «ТВС»	5,21	3,45	-	-	-
65	ООО «КЕНОН»	4,35	2,48	-	-	1,62
Итого		924,97	1069,47	1150,68	1209,57	1338,13

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и динамика потребления за 2015-2019 годы,
млн. кВт·ч.

№ п/п	Наименование предприятия	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ООО «Энергопромсбыт» (для нужд ОАО «РЖД»)	2575,85	2576,76	2757,96	2847,12	2879,3	3004,11
2	АО «Читаэнергосбыт»	148,62	144,77	81,51	6,15	17,543	8,68
3	ОАО «РЖД»	88,87	79,37	88,49	131,54	127,44	173,81
Итого		2813,35	2800,91	2927,97	2984,81	3024,27	3186,6

Структура электропотребления по территории Забайкальской энергосистемы по отраслям за период 2015-2019 годы

Показатель	Потребление, млн. кВт•ч.								
	2015 г.	2016 г.	% к пред. году	2017 г.	% к пред. году	2018 г.	% к пред. году	2019 г.	% к пред. году
Потребление электроэнергии, всего	7753,463	7863,413	1,42%	7812,673	-0,65%	7960,498	1,89%	8145,621	2,33%
в том числе									
Собственные нужды электростанций, в том числе:	823,123	811,000	-1,47%	795,910	-1,86%	785,625	-1,29%	803,019	2,21%
ПАО «ТГК-14» - Читинская генерация	290,205	286,741	-1,19%	277,799	-3,12%	275,844	-0,70%	264,334	-4,17%
Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	263,728	263,426	-0,11%	266,568	1,19%	270,279	1,39%	282,744	4,61%
ТЭЦ ППГХО ПАО «ППГХО»	259,552	251,124	-3,25%	243,080	-3,20%	232,806	-4,23%	248,440	6,72%
Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	9,637	9,709	0,75%	8,462	-12,84%	6,696	-20,88%	7,501	12,03%
Потери в сетях, в том числе:	980,677	977,241	-0,35%	939,796	-3,83%	883,638	-5,98%	851,155	-3,68%
в сетях ЕНЭС, всего, в том числе:	150,484	151,950	0,97%	156,019	2,68%	149,028	-4,48%	158,718	6,50%
в сетях РСК	756,941	742,534	-1,90%	691,548	-6,87%	812,474	17,49%	695,617	-14,38%
в сетях ТСО	38,116	48,514	27,28%	58,650	20,89%	-114,486	-295,20%	-48,600	-57,55%
ПАО «ТГК-14» - Читинская генерация	16,598	19,032	14,66%	19,674	3,38%	18,562	-5,66%	23,439	26,28%
Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	11,233	9,502	-15,41%	8,091	-14,85%	12,194	50,71%	15,816	29,70%
ТЭЦ ППГХО ПАО «ППГХО»	6,466	5,709	-11,71%	5,813	1,82%	5,866	0,91%	5,921	0,94%
Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	0,838	0,000	-100,00%	0,000		0,000		0,000	
Кенонская СЭС («Балей СЭС»)								0,188	
Ингодинская СЭС («Орловский ГОК» СЭС)								0,055	
Производственные нужды энергосистемы, в том числе:	112,79	110,973	-1,61%	111,329	0,32%	108,429	-2,60%	103,895	-4,18%
ПАО «ТГК-14» - Читинская генерация	78,809	77,048	-2,23%	78,409	1,77%	75,288	-3,98%	71,210	-5,42%
Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	0	0		0		0		0	
ТЭЦ ППГХО ПАО «ППГХО»	0	0		0		0		0	

Показатель	Потребление, млн. кВт•ч.								
	2015 г.	2016 г.	% к пред. году	2017 г.	% к пред. году	2018 г.	% к пред. году	2019 г.	% к пред. году
Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	0	0		0		0		0	
Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»	33,981	33,925	-0,16%	32,920	-2,96%	33,142	0,67%	32,686	-1,38%
Хозяйственные нужды энергосистемы, в том числе:	28,664	27,118	-5,39%	26,216	-3,33%	26,476	0,99%	25,416	-4,00%
ПАО «ТГК-14» - Читинская генерация	5,518	4,199	-23,89%	5,065	20,63%	5,090	0,48%	4,736	-6,95%
Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	3,141	3,012	-4,11%	3,034	0,73%	2,562	-15,55%	2,184	-14,77%
ТЭЦ ППГХО ПАО «ППГХО»	7,008	7,011	0,04%	6,168	-12,02%	6,730	9,11%	6,730	0,00%
Первомайская ТЭЦ (АО «ЗабТЭК»)	0,048	0,000	-100,00%	0,000		0,000		0,000	
Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго»	12,949	12,896	-0,41%	11,948	-7,35%	12,094	1,22%	11,766	-2,71%
Полезный отпуск потребителям (вкл. блок-станции)	5808,21	5937,082	2,22%	5939,423	0,04%	6156,330	3,65%	6362,135	3,34%
в том числе									
Промышленность-всего	1109,328	1056,052	-4,80%	1007,796	-4,57%	1210,297	20,09%	1371,450	13,32%
в том числе								0	
<i>электроэнергетика</i>	-0,177	5,615		3,135	-44,17%	2,256	-28,04%	2,916	29,27%
<i>топливная</i>	38,43	41,514	8,03%	42,082	1,37%	43,709	3,87%	47,948	9,70%
<i>в т.ч. нефтедобывающая</i>	0	0		0		0		0	
<i>нефтеперерабатывающая</i>	0	0		0		0		0	
<i>газовая</i>	0	0		0		0		0	
<i>угольная</i>	38,43	41,514	8,03%	42,082	1,37%	43,709	3,87%	47,948	9,70%
<i>прочие виды топливной промышленности</i>	0	0		0		0		0	
<i>чёрная металлургия</i>	1,057	0,878	-16,89%	0,939	6,93%	1,567	66,92%	2,421	54,51%
<i>цветная металлургия, в т.ч.</i>	990,861	935,529	-5,58%	891,407	-4,72%	1097,613	23,13%	1255,498	14,38%
ПАО «ППГХО»	696,294	622,357	-10,62%	558,299	-10,29%	558,465	0,03%	572,166	2,45%
ОАО «Забайкальский ГОК»	6,355	0	-100,00%	0		0		0	
ОАО «Жирекенский ГОК»	0	0		0		0		0	
<i>алюминиевая промышленность</i>	0	0		0		0		0	
<i>химическая и нефтехимическая</i>	0	0		0		0		0	

Показатель	Потребление, млн. кВт•ч.								
	2015 г.	2016 г.	% к пред. году	2017 г.	% к пред. году	2018 г.	% к пред. году	2019 г.	% к пред. году
<i>машиностроение</i>	13,35	10,949	-17,98%	12,948	18,26%	10,572	-18,35%	9,713	-8,12%
<i>деревообрабатывающая и ц/бумажная</i>	7,245	7,303	0,81%	7,292	-0,15%	6,140	-15,80%	5,915	-3,66%
<i>Промышленность стройматериалов</i>	11,949	9,560	-19,99%	7,342	-23,20%	5,806	-20,93%	3,907	-32,70%
<i>легкая</i>	1,855	1,677	-9,57%	1,725	2,88%	1,815	5,19%	1,677	-7,60%
<i>пищевая</i>	32,718	30,631	-6,38%	28,071	-8,36%	28,312	0,86%	27,521	-2,79%
<i>другие промышленные производства</i>	12,039	12,393	2,94%	12,854	3,72%	12,508	-2,69%	13,933	11,39%
Сельское хозяйство	12,525	10,534	-15,90%	8,349	-20,74%	8,583	2,81%	7,984	-6,98%
Лесное хозяйство	1,211	1,117	-7,80%	1,174	5,09%	1,121	-4,49%	1,185	5,72%
Рыбоводство	0,005	0,117		0,169	44,36%	0,153	-9,66%	0,136	-11,17%
Транспорт и связь, в т.ч.	2768,018	2980,495	7,68%	3094,229	3,82%	3126,453	1,04%	3158,808	1,03%
<i>железнодорожный</i>	2710,675	2208,303	-18,53%	3040,162	37,67%	3082,308	1,39%	3103,852	0,70%
<i>нефтепроводный</i>	0	0		0		0		0	
<i>газопроводный</i>	0	0		0		0		0	
<i>связь</i>	38,603	39,968	3,53%	39,667	-0,75%	40,825	2,92%	41,219	0,96%
Строительство	28,478	33,878	18,96%	32,507	-4,05%	27,783	-14,53%	25,143	-9,50%
Прочие отрасли, в т.ч.	885,969	921,978	4,06%	870,143	-5,62%	899,916	3,42%	870,399	-3,28%
<i>ЖКХ</i>	180,691	189,942	5,12%	207,318	9,15%	194,902	-5,99%	205,102	5,23%
Население-всего, в т.ч.	1002,677	932,911	-6,96%	925,057	-0,84%	882,023	-4,65%	927,031	5,10%
<i>сельское</i>	265,415	272,766	2,77%	273,923	0,42%	277,941	1,47%	304,990	9,73%

Состав (перечень) электростанций в энергосистеме Забайкальского края по состоянию на 01 января 2020 года

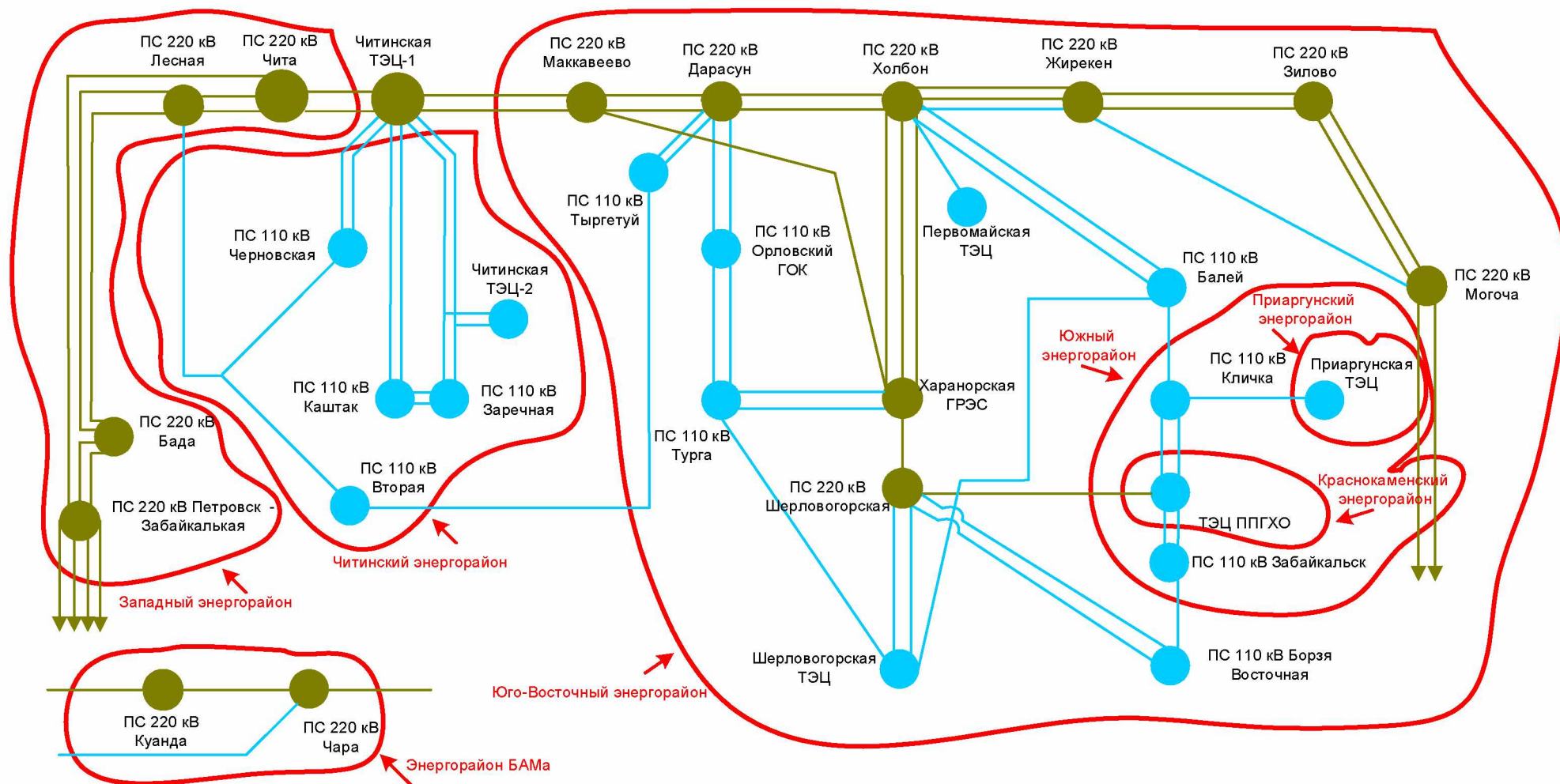
Наименование электростанции Энергокомпания	Номер агрегата	Тип оборудования	Год выпуска	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность (на конец отчетного года)	
							МВт	Гкал/ч
Электростанции ИНТЕР РАО								
1. Филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	всего				Харанорский	Оловянинский район,	665	329,3
	1	К-215-130-1	1991	1995	уголь,	район,	215	64
	2	К-215-130-1	1991	2001	Уртуйский	п. Ясногорск	215	64
	3	К-225-12,8-3Р	2010	2012	уголь		235	64,3
Электростанции ТГК-14								
2. Читинская ТЭЦ-1 ПАО «ТГК-14»	всего				Харанорский	Читинский район, г. Чита	452,8	848
	1	ПР-60-90/13/1,2	1963	1965	уголь,		60	169
	2	ПТ-60-90/13	1965	1966	Уртуйский		60	164
	3	Т-80/104-85	1966	1966	уголь,		80	132
	4	Т-87-90	1967	1968	Татауровский		87	100
	5	Т-87-90	1970	1972	уголь		87	100
	6	Р-78,8-8,7/0,23	1973	1973			78,8	185
3. Читинская ТЭЦ-2 ПАО «ТГК-14»	всего				Харанорский	Читинский район, г. Чита	12	167
	1	Р-6-35/5М	1963	1997	уголь		6	33,5
	2	Р-6-3,4/0,5-1	2008	2009			6	33,5
4. Шерловогорская ТЭЦ ПАО «ТГК-14»	всего				Харанорский	Борзинский район,	12	55
	2	ПТ-12-35/10М	1986	1986	уголь	п. Шерловая гора	12	55
5. Приаргунская ТЭЦ ПАО «ТГК-14»	всего				Харанорский	Приаргунский район,	24	110
	1	ПТ-12-35/10М	1983	1984	уголь,	район,	12	55
	2	ПТ-12-35/10М	1992	1994	Уртуйский	п. Приаргунск	12	55

Наименование электростанции Энергокомпания	Номер агрегата	Тип оборудования	Год выпуска	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность (на конец отчетного года)	
							МВт	Гкал/ч
Электростанции промпредприятий								
1. ТЭЦ ППГХО филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске	всего 1 2 4 5 6 7	ПТ-60/75- 130/13 Т-50/60-130 Т-50/60-130 ПТ-60/75- 130/13 ПТ-80/100- 130/13 Т-110/120-130	1971 1972 1977 1978 1988 1990	1972 1974 1982 1985 1989 1993	Уртуйский уголь	Краснокаменский район, г. Краснокаменск	805 139 95 410 60 50 50 60 80 110	805 139 95 95 139 162 175
1. Первомайская ТЭЦ АО «ЗабТЭК»	всего 1 2 3	П-6-35/5 Т-6-35/1,2 Р-6-35/10/1,2	-	1963 1963 1974	Харанорский уголь	Шилкинский район, п. Первомайский	18 6 6 6	88 25 19 44

Состав и состояние котельного оборудования электростанции

Электростанция	Котлоагрегаты					
	ст.№	ДТ ст.№	Тип котла	Производительность т/час	Год ввода	Год модернизации
1	2	3	4	5	6	7
Читинская ТЭЦ-2	4	1	Е-42-40Р	42	1958	2005
	5	1	Е-42-40Р	42	1959	2004
	6	1	Е-42-40Р	42	1961	2003
	7	1	Е-42-40Р	42	1970	2000
	8	1	Е-42-40Р	42	1971	2001
			КВГМ 50-150	50	-	-
			КВГМ 50-150	50	-	-
Читинская ТЭЦ-1	1	1	БКЗ-240-100 Ф6	240	1965	2002
	2	1	БКЗ-220-100 Ф3	193	1965	-
	3	1	БКЗ-220-100 Ф6	193	1966	-
	4	1	БКЗ-220-100 Ф6	193	1966	-
	5	2	БКЗ-220-100 Ф3	193	1967	-
	6	2	БКЗ-220-100 Ф6	193	1968	-
	7	2	БКЗ-220-100 Ф3	193	1969	-
	8	3	БКЗ-220-100 3	220	1972	-
	9	3	БКЗ-220-100 3	220	1973	-
	10	3	БКЗ-220-100 6	220	1974	-
	11	3	БКЗ-220-100 6	220	1975	-
	12	3	БКЗ-220-100 6	220	1977	-
	13	3	БКЗ-220-100 6	220	1978	-
Приаргунская ТЭЦ	1	1	ЦКТИ-75-39Ф	75	1961	-
	2	1	ЦКТИ-75-39Ф	75	1961	-
	3	1	ЦКТИ-75-39Ф	75	1962	-
Шерловогорская ТЭЦ	1	1	Е-50-40Ф	50	1956	-
	2	1	Е-50-40Ф	50	1956	-
	3	1	Е-50-40Ф	50	1956	-
	4	1	БКЗ-50-39Ф	50	1961	-
Харанорская ГРЭС	1	1	ТПЕ-216	670	1995	-
	2	1	ТПЕ-216	670	2001	-
	3	1	ТПЕ-216М	630	2013	-
ТЭЦ ППГХО	1	1	БКЗ-320-140	320	1972	-
	2	1	БКЗ-320-140	320	1973	-
	3	1	БКЗ-320-140	320	1974	-
	4	1	БКЗ-320-140	320	1977	-
	5	1	БКЗ-210-140	210	1979	-
	6	1	БКЗ-210-140	210	1980	-
	7	2	БКЗ-210-140	210	1982	-
	8	2	БКЗ-210-140	210	1984	-
	9	2	БКЗ-210-140	210	1989	-
	10	2	БКЗ-210-140	210	1990	-
	11	2	БКЗ-210-140-10	210	1992	-

Электростанция	Котлоагрегаты					
	ст.№	ДТ ст.№	Тип котла	Производи- тельность т/час	Год ввода	Год модерни- зации
1	2	3	4	5	6	7
Первомайская ТЭЦ	1	1	БКЗ-50-39Ф	50	1961	-
	2	1	БКЗ-50-39Ф	50	1961	-
	3	1	БКЗ-50-39Ф	50	1962	-
	4	1	К-50-40	50	1973	-
	5	1	К-50-40	50	1973	-
	6	1	К-50-40	50	1973	-

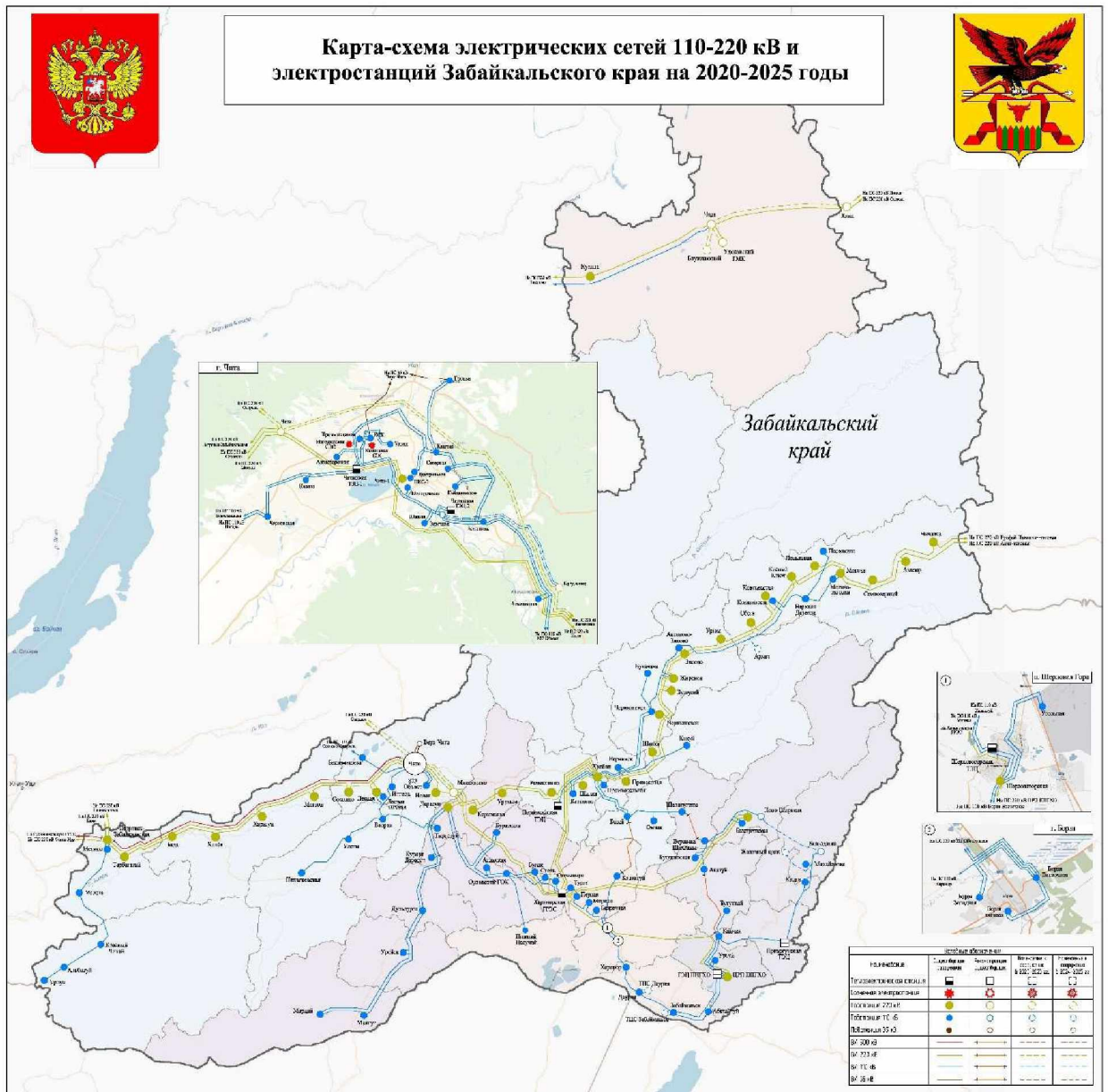


Упрощенная схема энергосистемы с выделением энергорайонов энергосистемы Забайкальского края

Характеристика основных угольных месторождений на территории Забайкальского края

№ п/п	Наименование месторождений	Количественные показатели						Качественные показатели					
		площадь кв. км.	кол-во пластов всего/осн.	сред. м-ть осн. пластов, м	глубины отрабоки, м, коэф. Вскрыши м ³ /т	прогноз. ресурсы, млн. т	проект. производ. т.т угля в год	влажном. максим. W _{max} %	зольность A ^d , %	выход летучих V ^{daf} , %	сера общ. S ^d , %	теплота сгорания высш. Q ^{daf} низм. Q ₁	марка, технолог. группа (подгруппа)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Западная группа													
1	Олонь-Шибирское	16,6	22/7	3,5-12,9	150/3,0	-	6000	7,5	22,1	44,2	0,53	5832(24,4) / 4230(17,7)	Д, ГД
2	Никольское	11,4	17/9	1,9-7,7	120/3,6	-	4500	3,06	18,3	44,86	0,75	7700(32,0) / 5600(23,5)	Д, ГД
3	Тарбагатайское	54,0	15/6	2,4-12,5	150/3,0	P ₁ -57,0 P ₂ -11,0	500	3,55	19,4	42,05	2,54	7700(32,26) / 4560(19,08)	Б,ЗБ
II Чикойская группа													
4	Красночикийское	132,5	26/7	1,2-8,1	200/3,7	-	5000 (10000 max)	15,3	15,2	35,1	0,74	7130(29,85) / 5000(20,92)	Д (ДВ)
5	Зашуланское	170,0	15/5	2,2-8,0	150/3,1	-	5000	10,5-17,5	10,1-16,1	38,4-42,7	0,51-0,87	7848(32,0) / 5138(21,5)	Д, ДГ, Г, ГВ
6	Шимбеликское	66,0	15/5	1,0-2,4	-	-	-	16,4	14,6-16,0	41,8	0,63	6800(28,47) / 4670(19,6)	
III Северная группа													
7	Апсатское	100,0											Ж,КЖ,К
	нижний горизонт	-	40/7-16	1-17,6	-	1249	-	2,4-3,6	16,5-19,9	20,5-26,5	0,36-0,48	8560(35,8) / 6200(26,0)	КОК,С,ОС,Т
	верхний горизонт	-	6/3	3,4-5,4	-	-	-	3,5	32,8	37,6-33,8	0,92	7930(33,2) / 4780(20,0)	Ж

№ п/п	Наименование месторождений	Количественные показатели						Качественные показатели					
		площадь кв. км.	кол-во пластов всего/осн.	сред. м-ть осн. пластов, м	глубины отрабоки, м, коэф. Вскрыши	прогноз. ресурсы, млн. т	проект. производ. т.т угля в год	влагоем. максим. Wmax %	зольность A ^d , %	выход летучих V ^{daf} , %	сера общ. S ^d , %	теплота сгорания высш. Q ^{daf} низм. Q ₁	марка, технолог. группа (подгруппа)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
8	Читкандинское (уч. Угольный, Болотистый)	2,5	27/1	4,5-8,7	-	-	-	1,7-3,1	16,1 12,6	43,1-46,6	0,13- 0,45	<u>7770(32,5)</u> 5330(22,3)	Д, ДГ, Г
9	Верхне-Каларская площадь	-	17/9	1-2	-	P ₁ -171 P ₂ -276	-	4,5	21,3-27,5	5,4-46,9	0,25	<u>8010(33,5)</u> 5090(21,3)	
10	Нерчуганское	4,0	5/2	3,4-5,0	75/3,5	P ₁ -16	250	11,5	15,0	42,6	0,9- 1,7	7600	ДГ, Г
IV Приаргунская группа													
11	Уртуйское	2,9	18/5	4,3-25,1	100/2,0	-	4500	29	12,5	39,2	0,33	7127 / 4277	Б, 2Б, 3Б
12	Приозерное	38,0	28/7	1,8-5,8	200/4,9- 5,6	-	3000	26	28,0	46,0	0,3	7067 / 3687	Б, 3Б
13	Кутинское	15,0	51/6	3,8-12,6	150/3,3- 5,6	43,0	900	29,5	31,4	43,5	0,4	7142 / 3069	Б, 3Б
14	Пограничное	77,5	13/3	1,3-4,6	150/4,8	-	1500	25	24,2	46,3	0,41	7207 / 3740	Б, 3Б
V Центральная группа													
15	Харанорское	85,0	21/6	4,8-13,3	200/3-3,5	263	9700	39,2	14,6	43,2-44,5	0,42	6620(27,7) / 3070(12,8)	Б, 2Б (2БВ)
16	Татауровское	50,2	15/3	4,0-8,4	150/3,0	117,0	2500 (5000 max)	32,0	14,2	42,6	0,3	<u>6780(28,4)</u> 3595(15,0)	Б, 2Б, 3Б
17	Тангинская площадь	50,0	12/3	3,5-12,0	-	370	-	28,0	20,0	42,5	0,4	<u>5497(23,0)</u> 3728(15,6)	Б, 2Б, 3Б



Значения токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ и выше Забайкальской энергосистемы на 2025 год

№ п/п	Наименование подстанции	Откл. способность выключателя, кА	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Условие проверки
1	Шины 110 кВ Харанорской ГРЭС	20	11,534	14,830	20>14,830
2	Шины 220 кВ Харанорской ГРЭС	20	9,217	11,183	20>11,183
3	Шины 110 кВ Читинской ТЭЦ-1	20	13,256	15,210	20>15,210
4	Шины 220кВ Читинской ТЭЦ-1	26,3	9,634	11,333	26,3>11,333
5	Шины 110 кВ Читинской ТЭЦ-2	40	10,634	8,092	40>10,634
6	Шины 110 кВ Шерловогорской ТЭЦ	18,4	5,297	5,680	18,4>5,680
7	Шины 110 кВ Приаргунской ТЭЦ	25	1,829	2,026	25>2,026
8	Шины 110 кВ ТЭЦ ППГХО	20	12,601	16,397	20>16,397
9	Шины 110 кВ ПС 220 кВ ЦРП ППГХО	20	11,586	13,491	20>13,491
10	Шины 220 кВ ПС 220 кВ ЦРП ППГХО	20	3,653	3,771	20>3,771
11	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Чита	40	9,164	9,450	40>9,450
12	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская	25	7,537	7,516	25>7,537
13	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская	40	2,562	2,975	40>2,975
14	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Тарбагатай	26,3	5,487	5,519	26,3>5,519
15	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Бада	26,3	4,993	4,922	26,3>4,993
16	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Хилок	26,3	3,278	3,420	26,3>3,42
17	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Харагун	26,3	3,079	3,257	26,3>3,257
18	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Могзон	26,3	3,283	3,415	26,3>3,415
19	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Сохондо	40	4,092	4,197	40>4,197

№ п/п	Наименование подстанции	Откл. способность выключателя, кА	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Условие проверки
20	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Лесная	25	4,570	4,285	25>4,570
21	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Лесная	20	4,015	5,115	20>5,115
22	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Дарасун	40	5,939	5,543	40>5,939
23	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Дарасун	20	5,027	5,796	20>5,796
24	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Чита-1	25	8,376	9,205	25>9,205
25	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Новая	25	6,466	6,190	25>6,466
26	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Карымская	40	4,641	4,586	40>4,641
27	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Урульга	25	4,031	4,072	25>4,072
28	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Размахнино	25	3,848	4,003	25>4,003
29	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Шилка	25	4,490	4,720	25>4,72
30	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Приисковая	40	3,759	4,153	40>4,153
31	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Шапка	40	2,805	3,194	40>3,194
32	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Чернышевск	20	2,343	2,796	20>2,796
33	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Бушулей	40	2,263	2,786	40>2,786
34	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Зилово	40	2,431	3,047	40>3,047
35	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Урюм	40	1,904	2,408	40>2,408
36	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Сбега	25	1,698	2,172	25>2,172
37	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ксеньевская	40	1,319	1,053	40>1,319
38	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Кислый Ключ	25	1,540	2,021	25>2,021
39	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Пеньковая	25	1,536	2,055	25>2,055
40	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Семиозерный	25	1,487	1,938	25>1,938
41	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Амазар	25	1,570	2,035	25>2,035

№ п/п	Наименование подстанции	Откл. способность выключателя, кА	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Условие проверки
42	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Чичатка	25	1,724	2,225	25>2,225
43	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Аячи	20	1,910	2,490	20>2,490
44	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ерофей Павлович	20	2,275	2,893	20>2,893
45	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Куанда	25	0,967	1,110	25>1,110
46	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Хани	20	0,978	1,144	20>1,144
47	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Чара	25	0,906	1,093	25>1,093
48	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Чара	25	1,397	1,824	25>1,824
49	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Холбон	50	5,672	6,262	50>6,262
50	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Холбон	20	7,193	8,595	20>8,595
51	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Жирекен	25	2,464	3,069	25>3,069
52	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Жирекен	20	3,300	4,168	20>4,168
53	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Могоча	20	1,575	2,165	20>2,165
54	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Могоча	25	2,586	3,659	25>3,659
55	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Шерловогорская	25	3,836	3,395	25>3,836
56	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Шерловогорская	25	5,432	6,172	25>6,172
57	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Маккавеево	25	7,802	7,231	25>7,802
58	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Быстринская	31,5	2,104	2,152	31,5>2,152
59	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Бистринская	31,5	3,058	3,805	31,5>3,805
60	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Промплощадка	20	2,951	3,205	20>3,205
61	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Булак	40	3,968	3,301	40>3,968
62	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Бурятская	40	2,101	1,750	40>2,101
63	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Мирная	40	3,985	3,336	40>3,985

№ п/п	Наименование подстанции	Откл. способность выключателя, кА	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Условие проверки
64	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Борзя тяговая	40	3,209	2,849	40>3,209
65	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Уртуй	20	6,510	5,154	20>6,510
66	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Метизы	20	2,216	2,322	20>2,322
67	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Малета	20	1,091	0,920	20>1,091
68	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Красный Чикой	20	0,702	0,601	20>0,702
69	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Альбитуй	20	0,577	0,502	20>0,577
70	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Урлук	20	0,505	0,434	20>0,505
71	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Кадала	20	7,258	6,302	20>7,258
72	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Черновская	40	5,552	4,320	40>5,552
73	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Беклемишево	20	1,958	1,270	20>1,958
74	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Ингода	20	2,660	2,422	20>2,660
75	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Вторая	40	2,068	1,674	40>2,068
76	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Улеты	20	0,737	0,613	20>0,737
77	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Николаевская	30	0,523	0,402	30>0,523
78	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Тыргетуй	25	2,294	1,872	25>2,294
79	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Курорт Дарасун	20	1,532	1,267	20>1,532
80	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Автосборочный	20	10,959	10,384	20>10,959
81	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Промышленная	20	9,323	9,533	20>9,533
82	Шины 110 кВ ПС 110 кВ КСК	20	8,539	8,171	20>8,539
83	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Угдан	20	7,006	5,898	20>7,006
84	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Молодежная	20	8,231	7,869	20>8,231

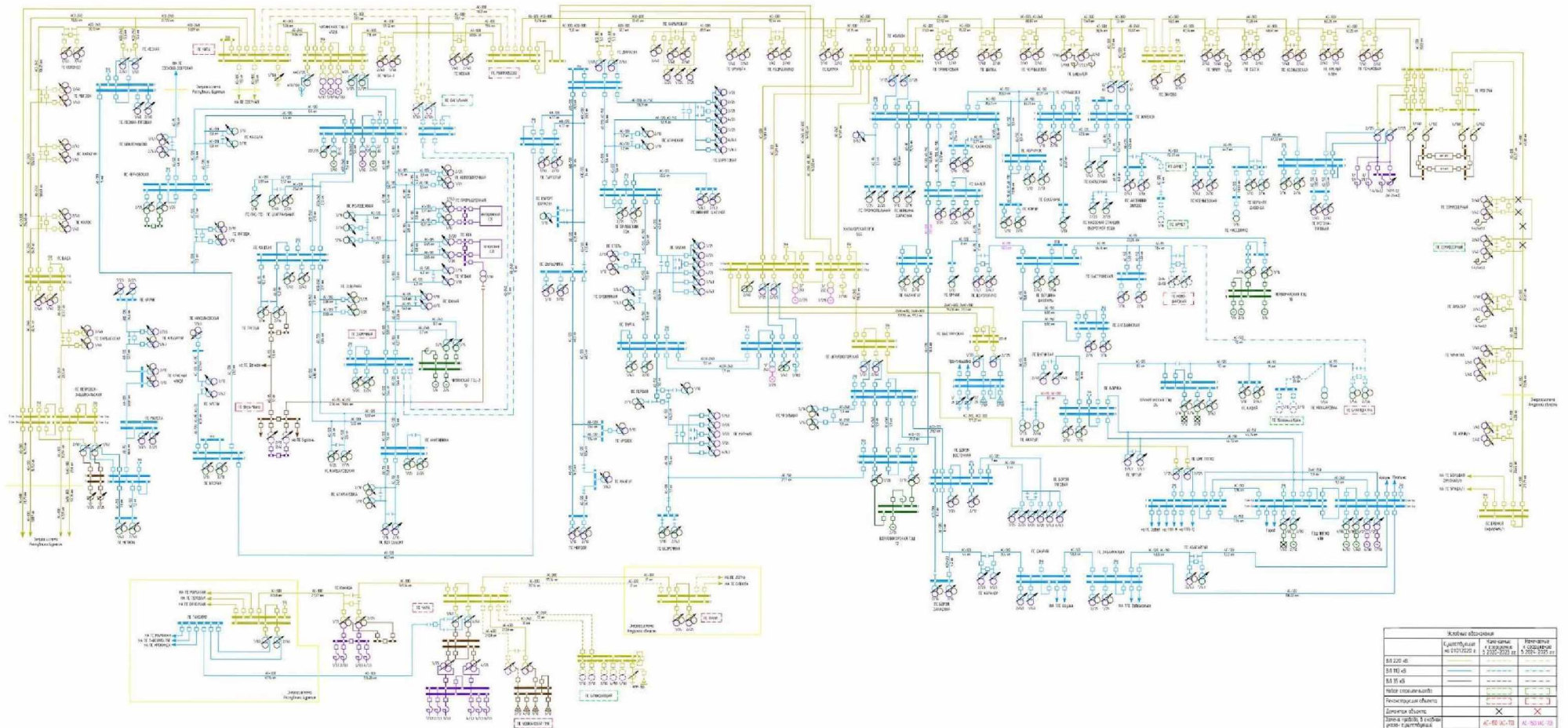
№ п/п	Наименование подстанции	Откл. способность выключателя, кА	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Условие проверки
85	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Южная	20	7,898	7,033	20>7,898
86	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Заречная	25	8,728	8,019	25>8,728
87	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Антипиха	20	7,248	6,068	20>7,248
88	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Атамановка	20	5,681	3,403	20>5,681
89	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Объект № 827	20	3,023	2,186	20>3,023
90	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Кайдаловская	20	6,519	5,077	20>6,519
91	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Аксеново Зилово	20	1,852	1,524	20>1,852
92	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Северная	25	7,850	6,505	25>7,850
93	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Каштак	20	8,424	7,018	20>8,424
94	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Третья	20	6,230	4,671	20>6,230
95	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Центральная	20	7,319	5,910	20>7,319
96	Шины 110 кВ ПС 110 кВ ПНС-110	20	6,930	5,581	20>6,930
97	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Дульдурга	40	0,890	0,859	40>0,890
98	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Урейск	20	0,662	0,614	20>0,662
99	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Мангут	20	0,467	0,463	20>0,467
100	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Мордой	20	0,402	0,433	20>0,433
101	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Орловский ГОК	20	4,010	2,924	20>4,010
102	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Промкотельная	20	5,999	6,143	20>6,143
103	Шины 110 кВ ПС 110 Вершина Дарасуна	20	1,384	1,175	20>1,384
104	Шины 110 кВ ПС 110 Балей	20	4,100	3,478	20>4,100
105	Шины 110 кВ ПС 110 Шелопугино	20	1,895	1,383	20>1,895

№ п/п	Наименование подстанции	Откл. способность выключателя, кА	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Условие проверки
106	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Вершина Шахтамы	18,5	1,731	1,364	18,5>1,731
107	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Казаново	40	2,614	1,840	40>2,614
108	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Нерчинск	25	3,094	2,331	25>3,094
109	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Кокуй	20	1,016	0,687	20>1,016
110	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Чернышевск	40	2,854	2,265	40>2,854
111	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Букачача	25	1,023	0,736	25>1,023
112	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Ксеньевская	40	1,319	1,053	40>1,319
113	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Верхняя Давенда	20	1,534	1,381	20>1,534
114	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Калангуй	20	2,751	2,143	20>2,751
115	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Безречная	20	3,420	2,767	20>3,420
116	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Первая	20	6,413	5,586	20>6,413
117	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Оловянная	20	7,486	6,458	20>7,486
118	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Турга	25	10,835	12,328	25>12,328
119	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Степь	20	4,604	3,312	20>4,604
120	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Борзя Восточная	31,5	3,794	3,314	31,5>3,794
121	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Борзя Западная	25	2,781	2,402	25>2,781
122	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Харанор	40	2,205	1,570	40>2,205
123	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Даурия	40	2,033	1,421	40>2,033
124	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Забайкальск	40	2,896	2,452	40>2,896
125	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Абагайтуй	20	3,089	2,203	20>3,089

№ п/п	Наименование подстанции	Откл. способность выключателя, кА	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Условие проверки
126	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Нижний Цсаучей	20	1,325	0,983	20>1,325
127	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Кличка	20	5,315	3,765	20>5,315
128	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Бутунтай	40	2,258	1,491	40>2,258
129	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Акатуй	20	1,916	1,359	20>1,916
130	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Кадая	20	0,954	0,866	20>0,954
131	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Михайловка	20	0,824	0,765	20>0,824
132	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Благодатка	20	0,738	0,702	20>0,738
133	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Ново-Широкая	20	0,840	0,593	20>0,840
134	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Агинская	40	3,052	2,203	40>3,052
135	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Бугдаинская	20	1,775	1,278	20>1,775
136	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Карьерная	20	2,894	3,192	20>3,192
137	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Омчак	40	2,049	1,479	40>2,049
138	Шины 110 кВ ПС 110 кВ Быстринская	25	0,951	0,666	25>0,951

Расчетные значения токов короткого замыкания в сети 110 кВ и выше не превышают величину отключающей способности выключателей.

Принципиальная схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше Забайкальского края на 2020-2025 годы



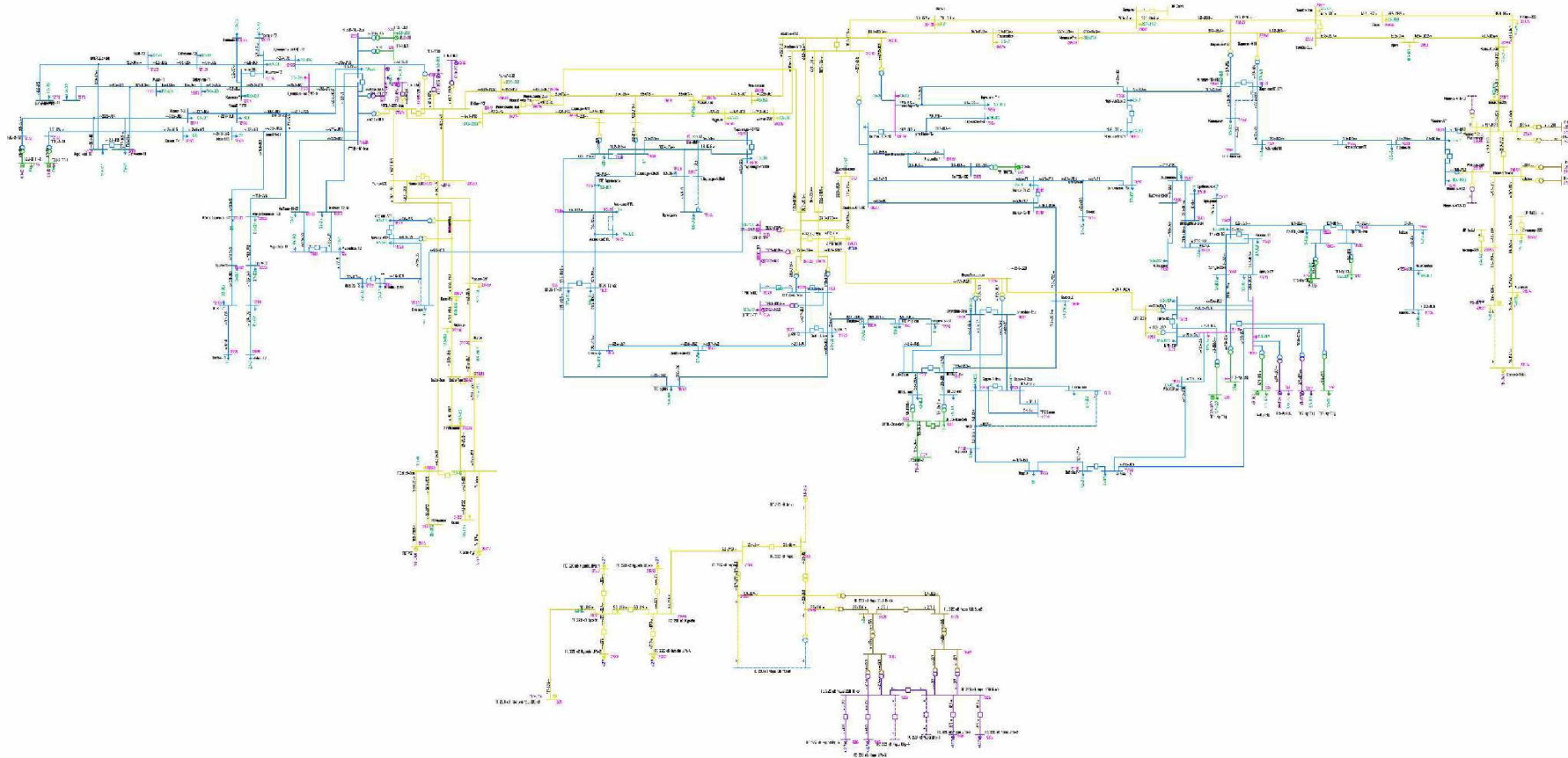


Рисунок 1. Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний максимум 2019 г.

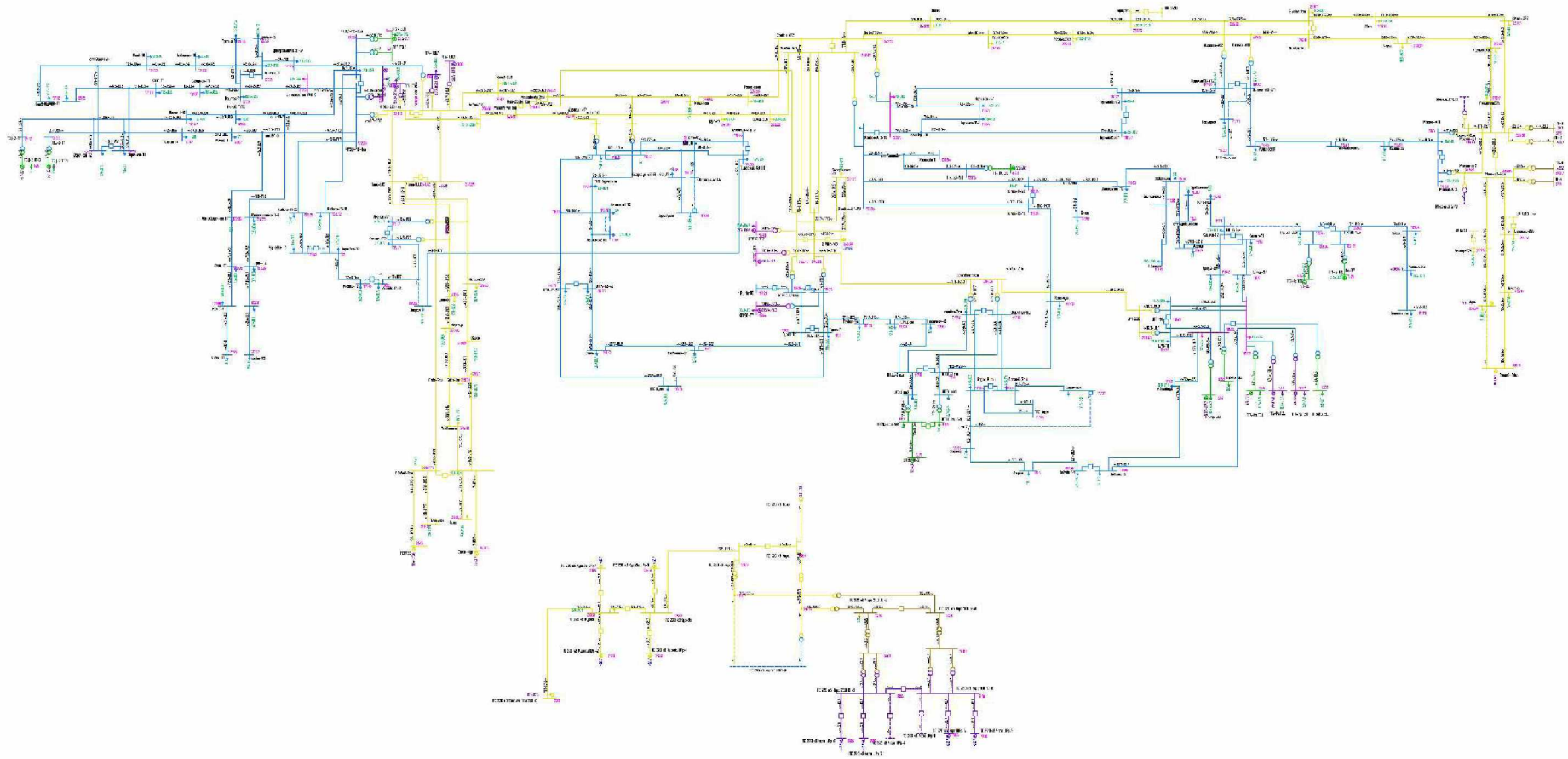


Рисунок 2. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Ключа - Пригаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24). Замкнутый максимум 2019 г.

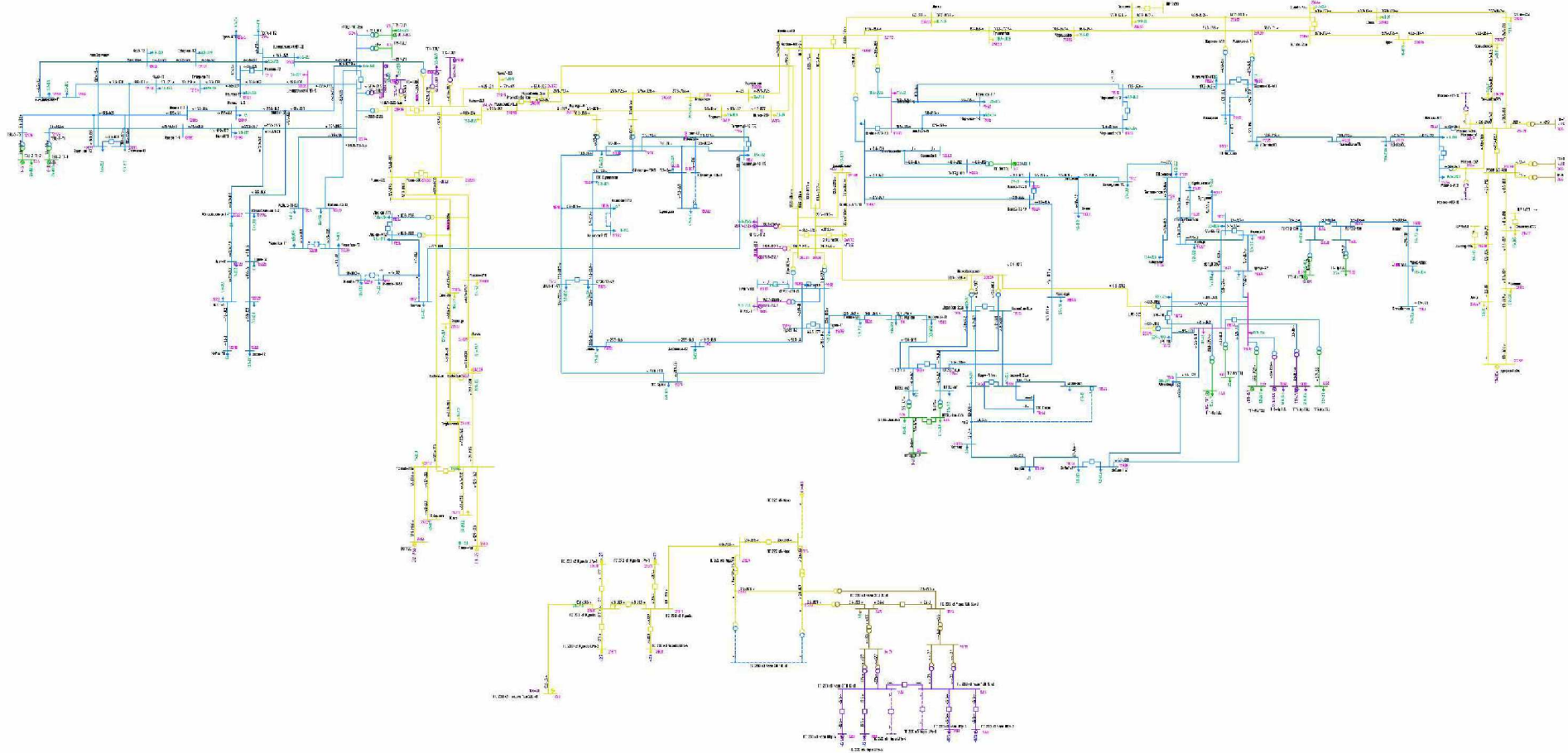


Рисунок 3. Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний минимум 2019 г.

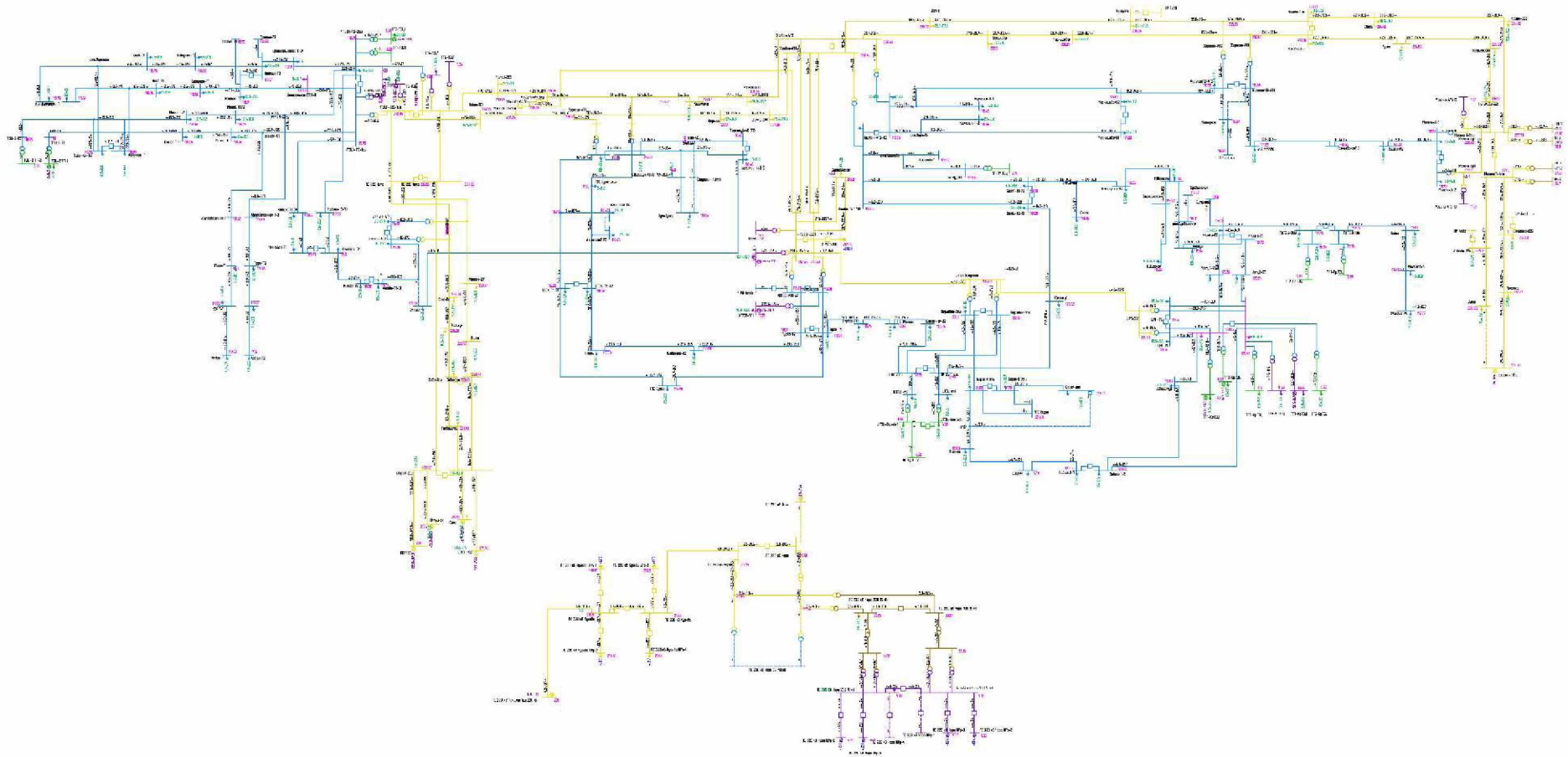


Рисунок 4. Нормальная схема. Нормальный режим. Летний максимум 2019 г.

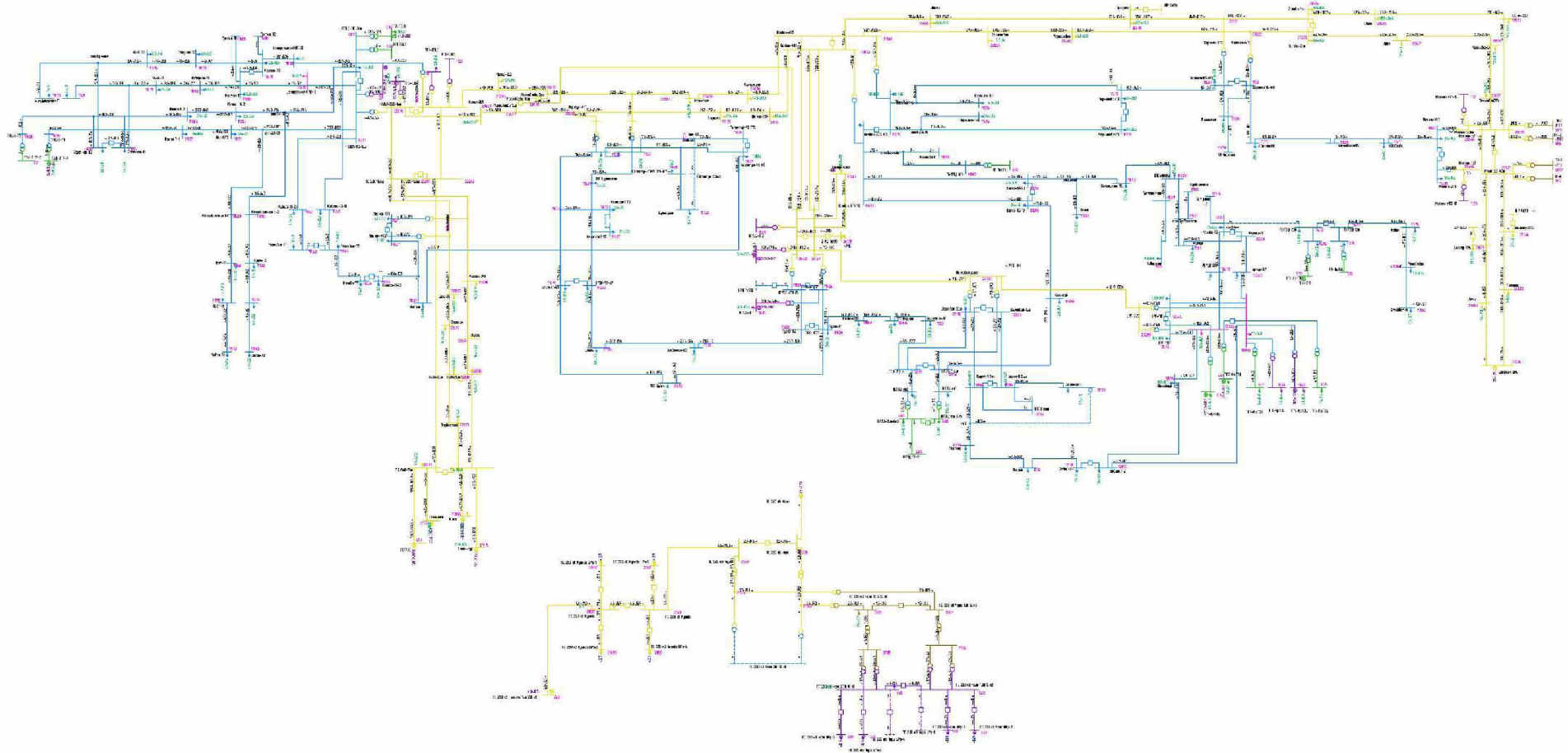


Рисунок 5. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Ключка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24), Летний максимум 2019 г.

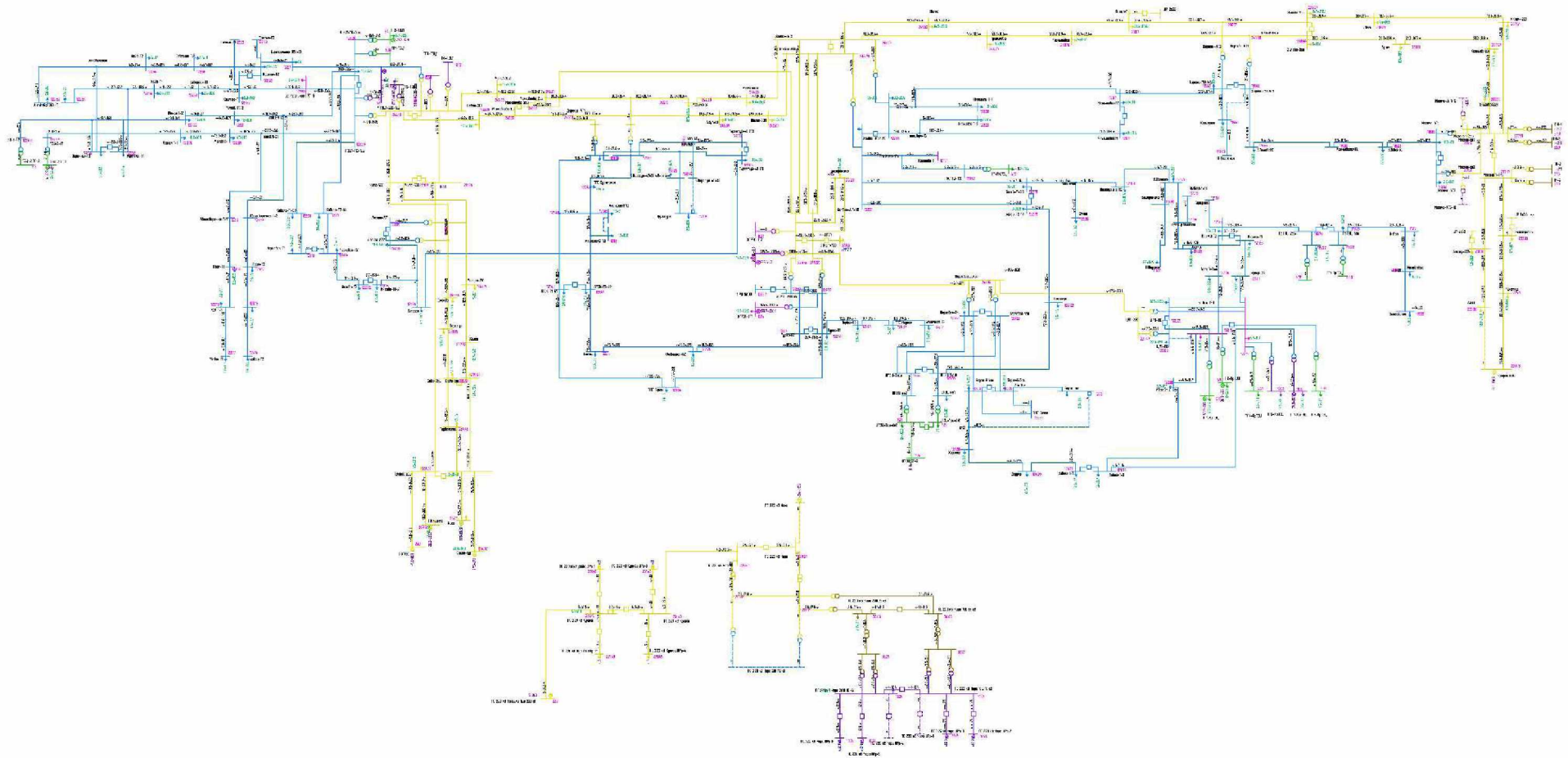


Рисунок 6. Нормальная схема. Нормальный режим. Летний минимум 2019 г.

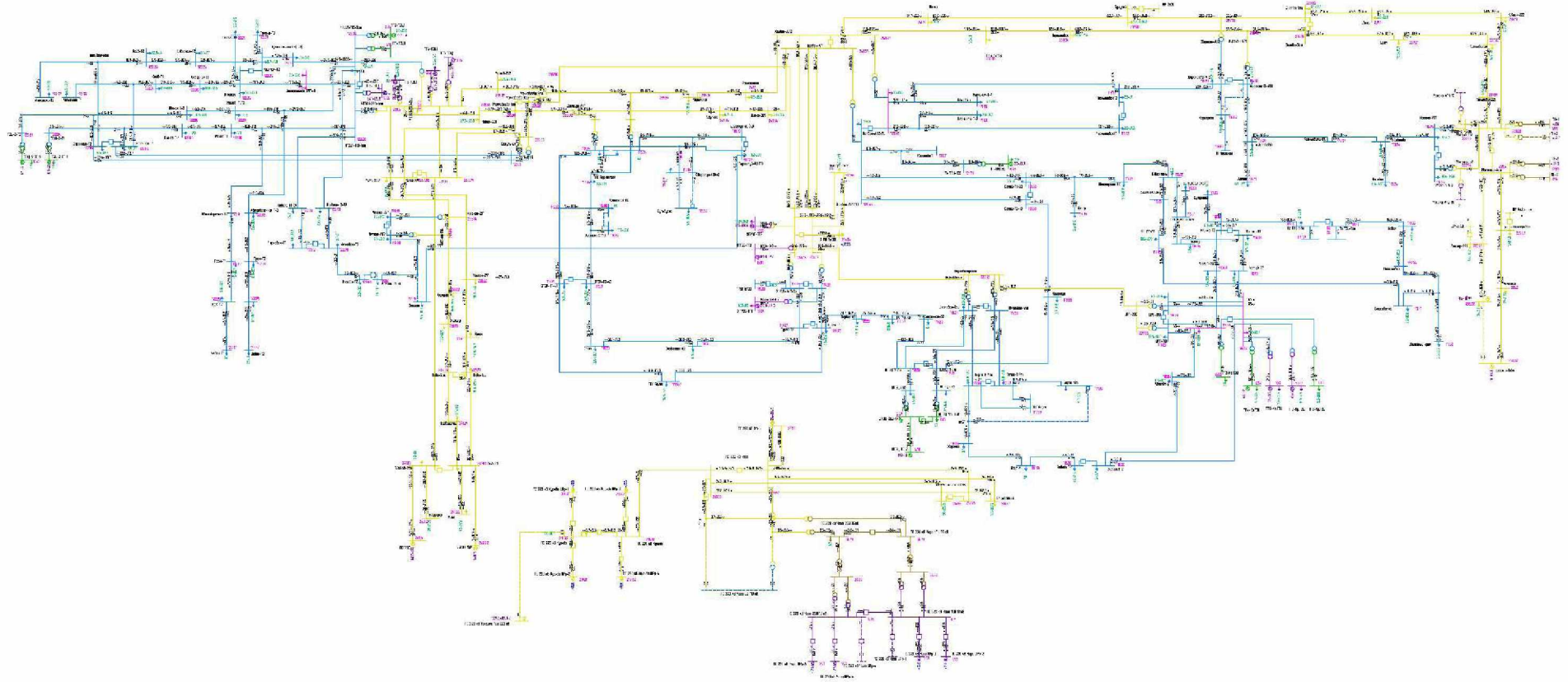


Рисунок 7. Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний максимум 2025 г.

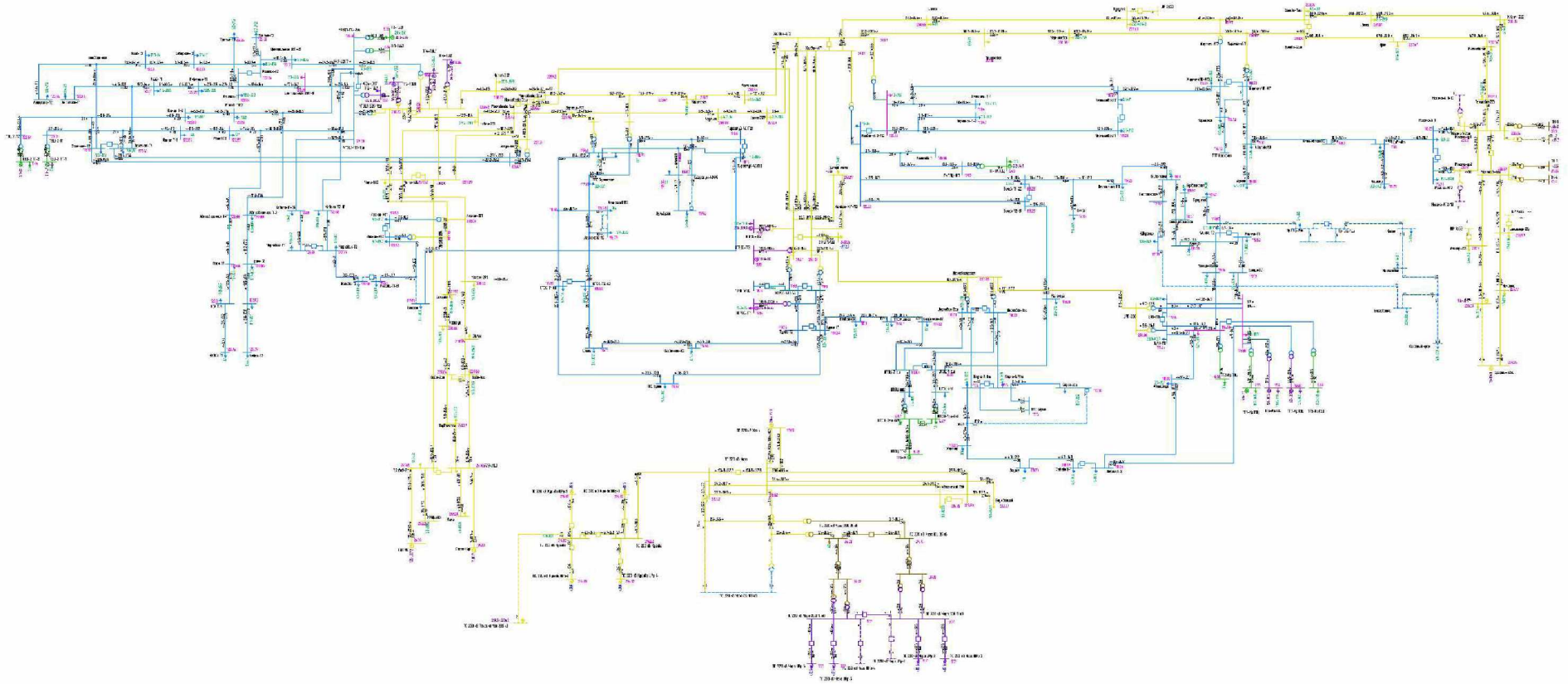


Рисунок 8. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Клевка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24). Зимний максимум 2025 г.

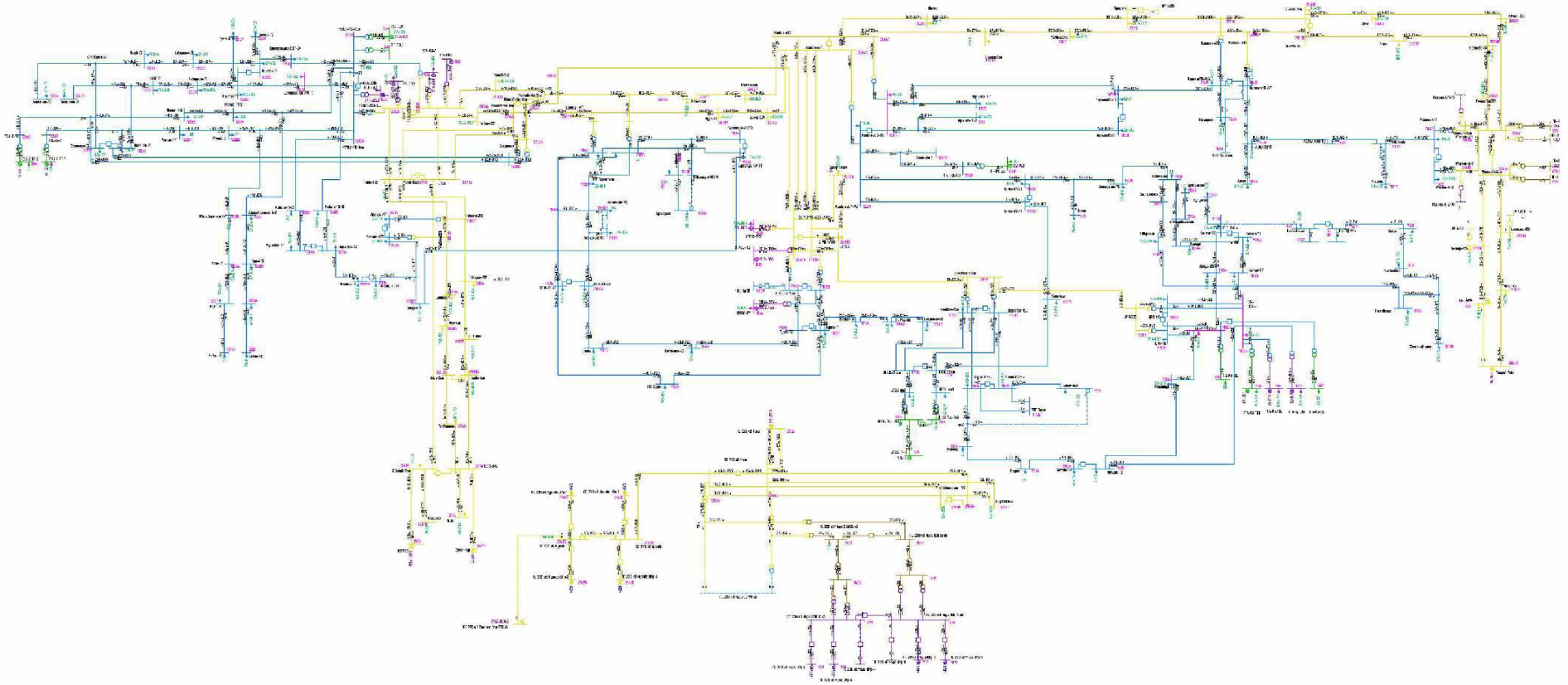


Рисунок 9. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24) с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ново-Широкая Благодатка. Зимний максимум 2025 г.

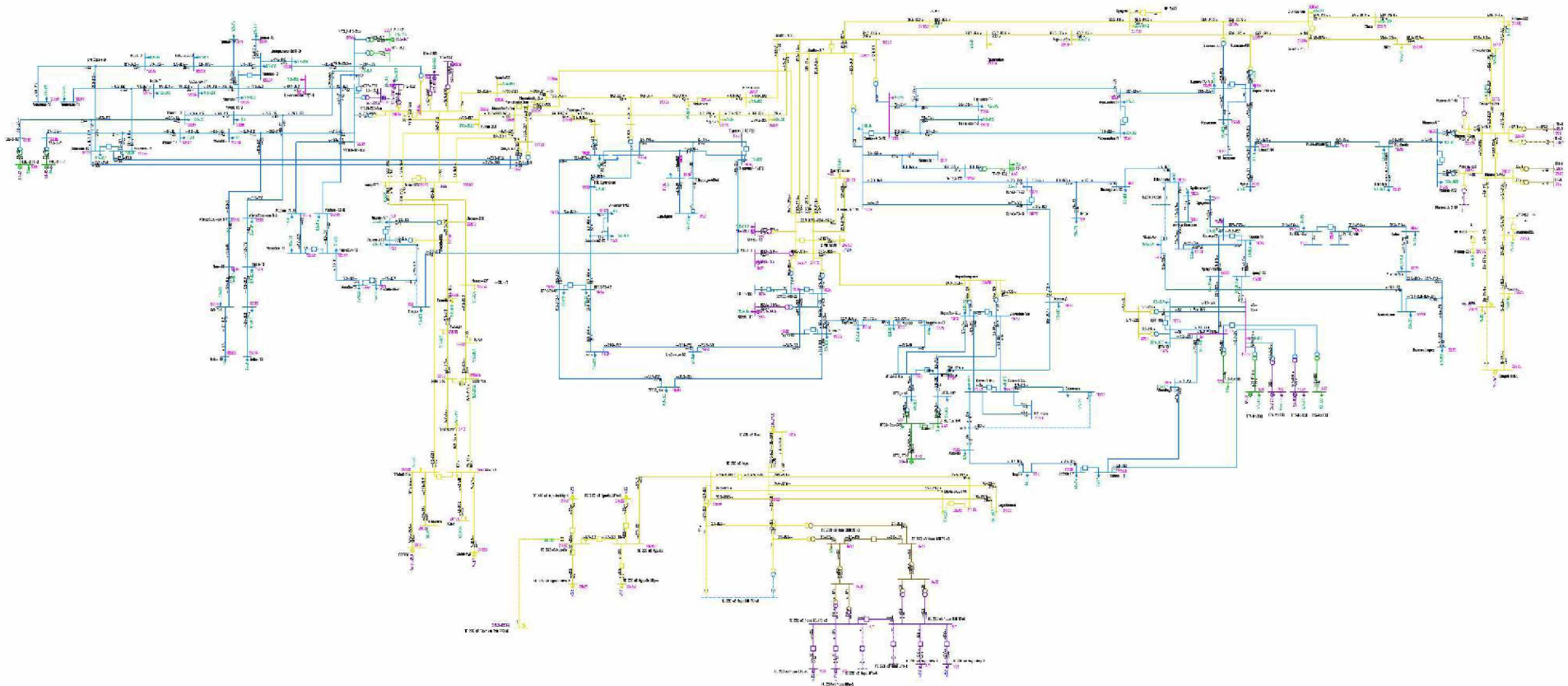


Рисунок 10. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Вершина шахтамы - Ново-Широкая (ВЛ-110-28) с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ново-Широкая Благодатка. Зимний максимум 2025 г.

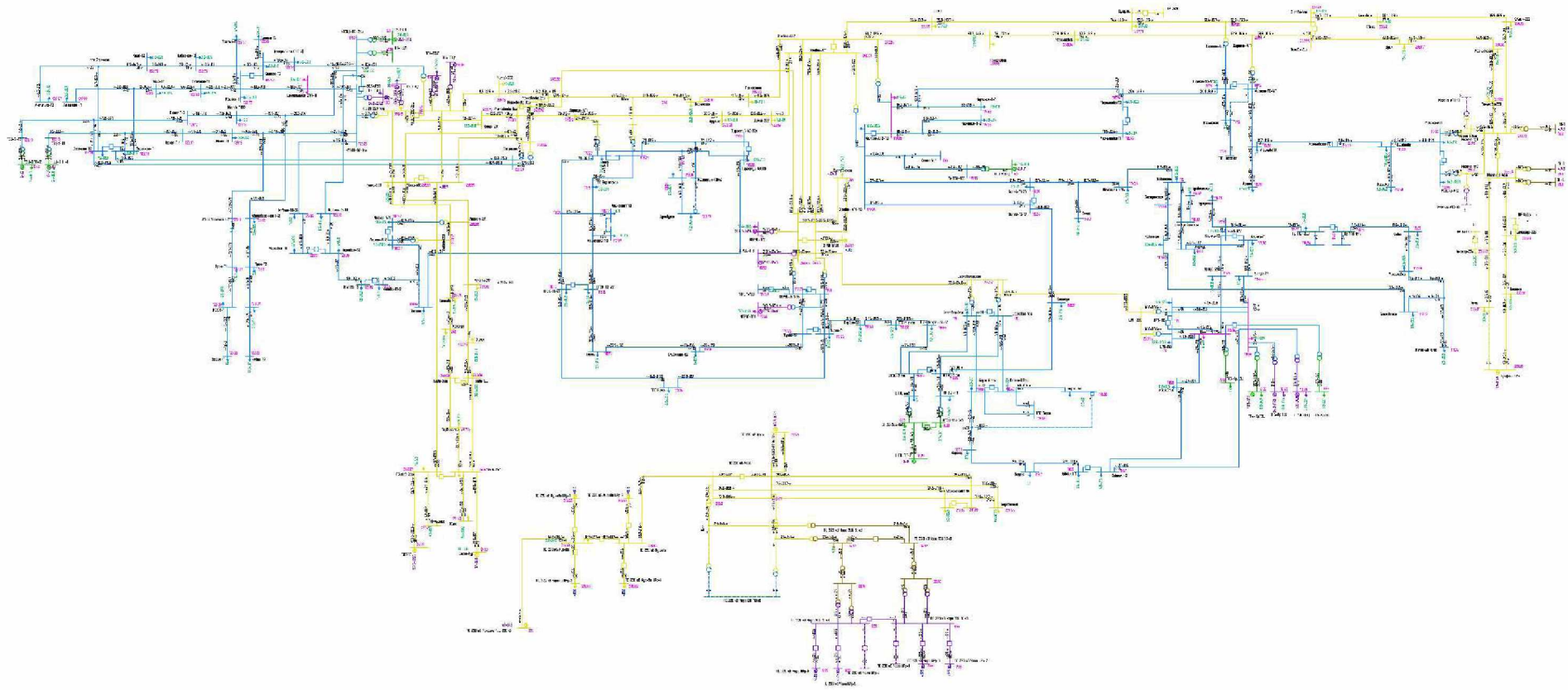


Рисунок 11. Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний минимум 2025 г.

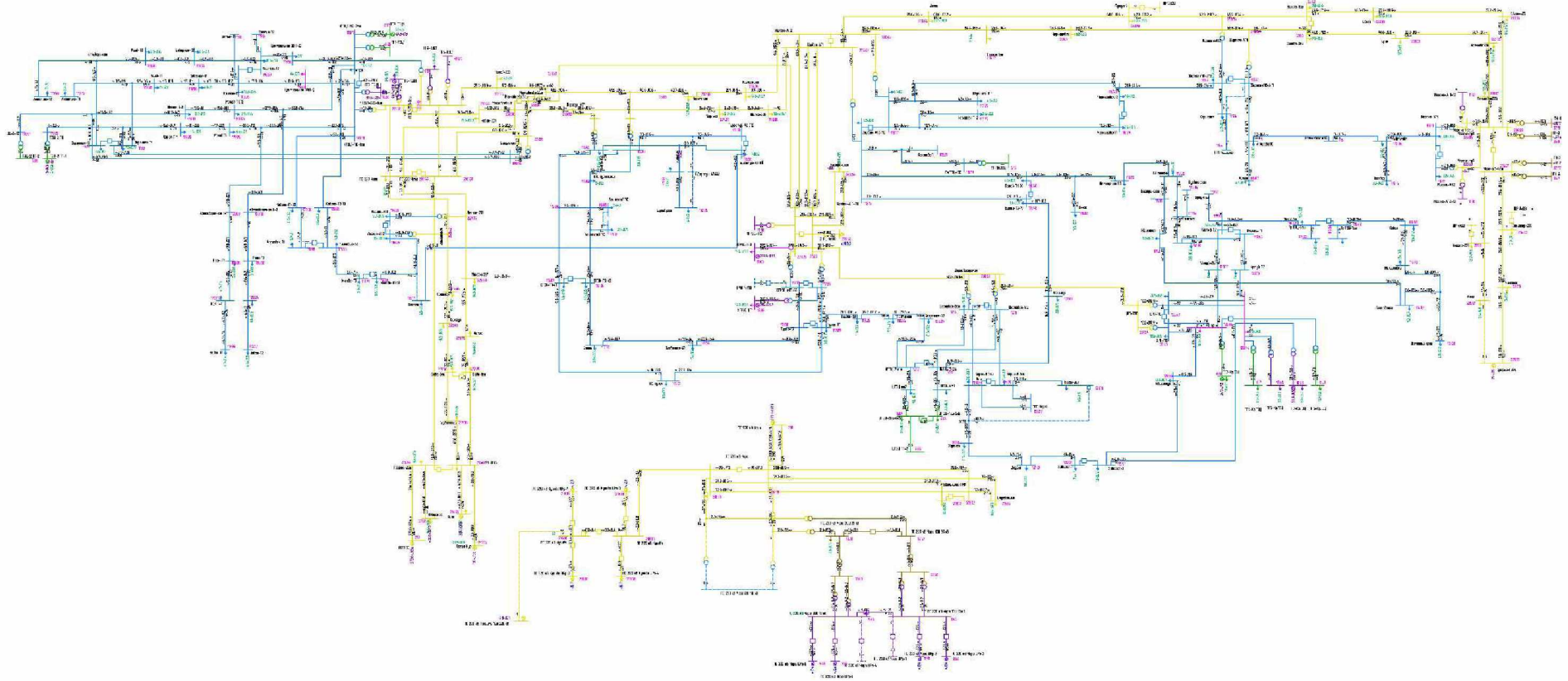


Рисунок 12. Нормальная схема. Нормальный режим. Летний максимум 2025 г.

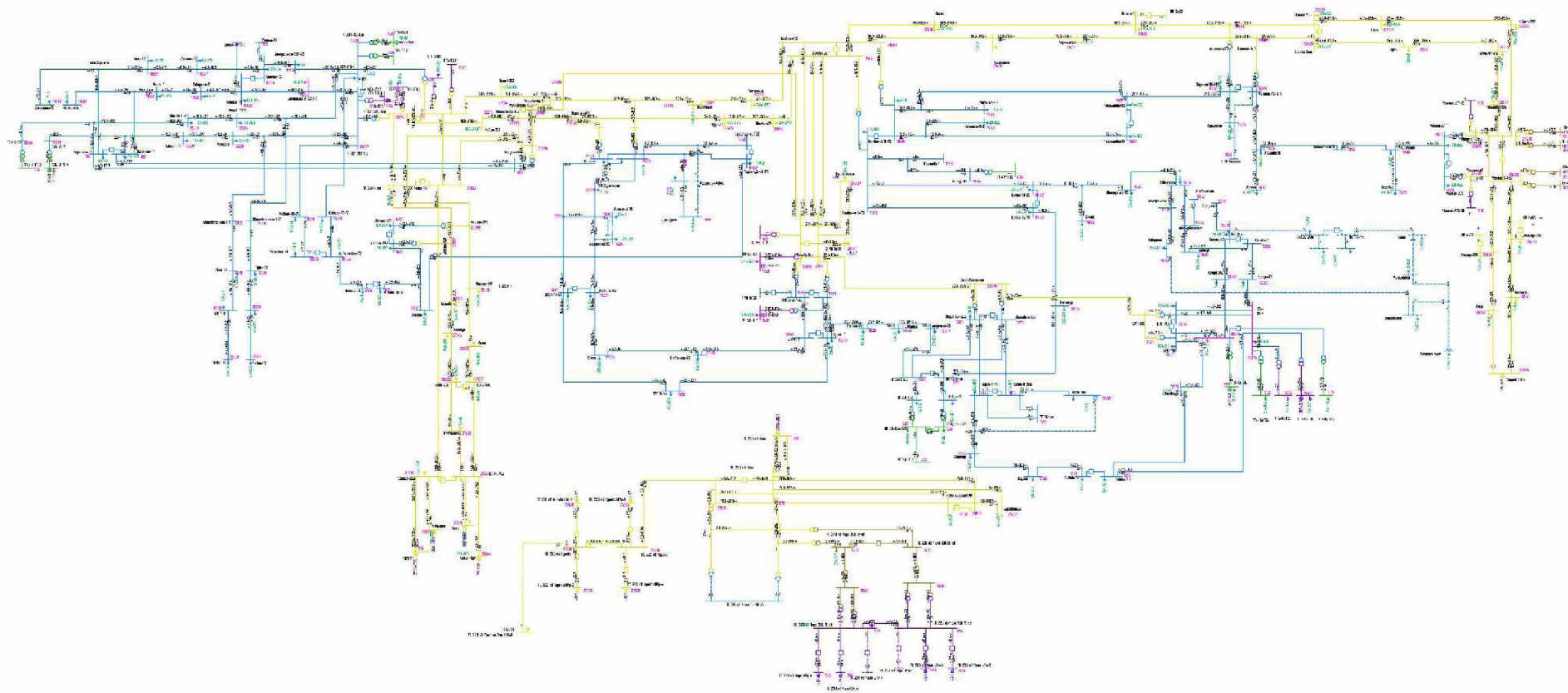


Рисунок 13. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Кличка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24). Летний максимум 2025 г.

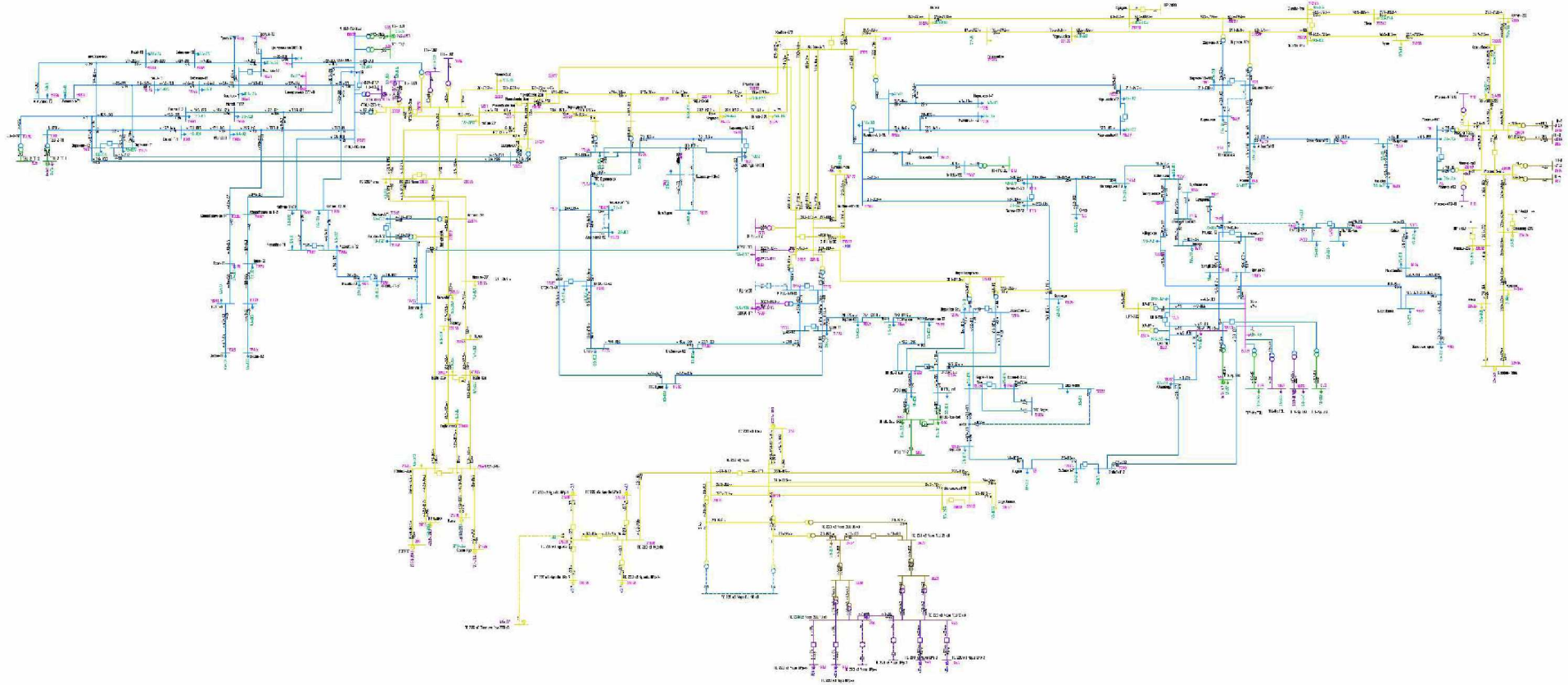


Рисунок 14. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Ключка - Приаргунская ТЭЦ (ВЛ-110-24) с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ново-Широкая Благодатка. Летний максимум 2025 г.

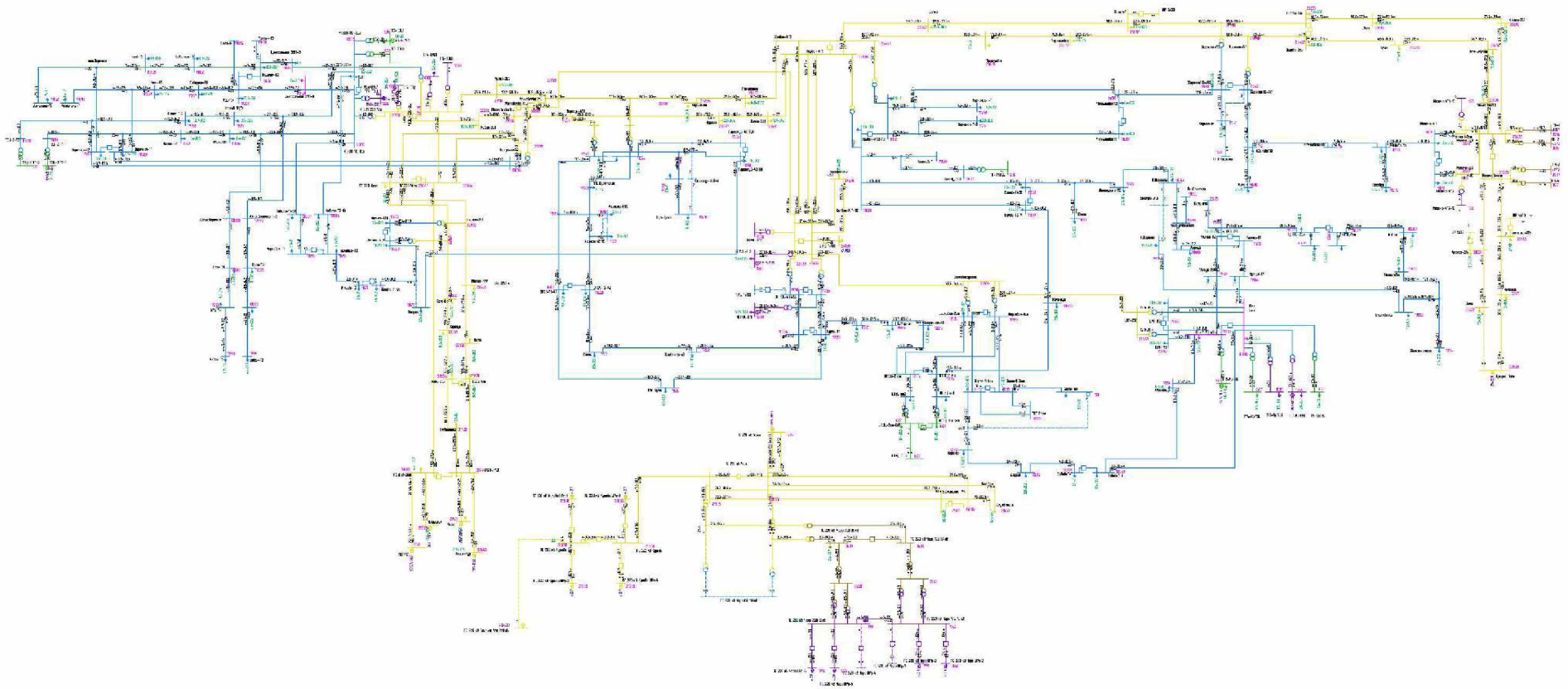


Рисунок 15. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Вершина шахтмы - Ново-Широкая (ВЛ-110-28) с учетом строительства ВЛ 110 кВ Ново-Широкая Благодатка. Летний максимум 2025 г.

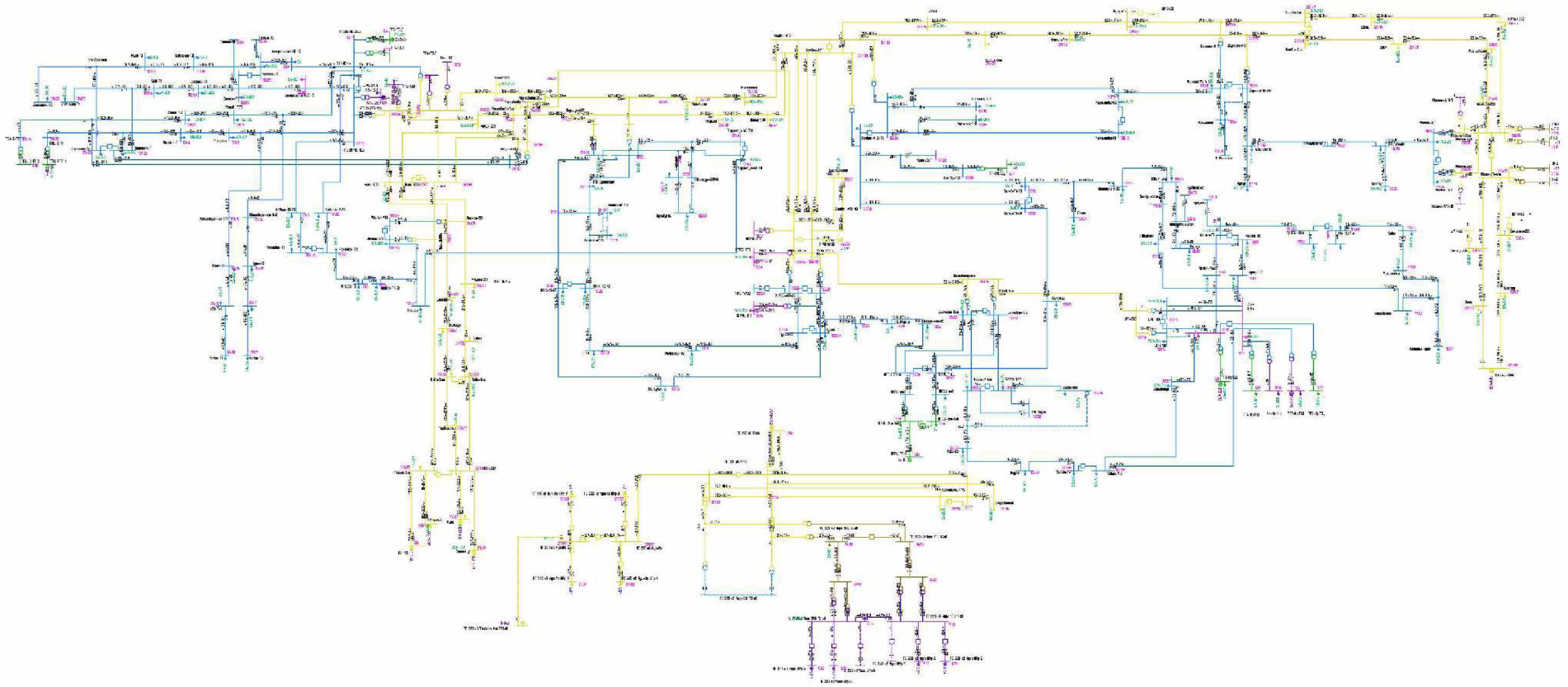


Рисунок 16. Нормальная схема. Нормальный режим. Летний минимум 2025 г.