



УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА АЛТАЙСКОГО КРАЯ

Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2022–2026 годы

Во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» постановляю:

1. Утвердить схему и программу «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2022–2026 годы (приложение).

2. Указ Губернатора Алтайского края от 29.04.2020 № 69 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2021–2025 годы и о внесении изменений в указ Губернатора Алтайского края от 30.04.2019 № 72» признать утратившим силу с 01.01.2022.

3. Настоящий указ вступает в силу с 01.01.2022.

Губернатор Алтайского края

г. Барнаул
26 апреля 2021 года
№ 64



В.П. Томенко

ПРИЛОЖЕНИЕ

УТВЕРЖДЕНЫ
указом Губернатора
Алтайского края
от 26.04. 2021 № 64

СХЕМА И ПРОГРАММА
«Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2022–2026 годы
ТОМ I

I. Введение

Основанием для разработки схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2022–2026 годы (далее – Схема и программа, СиПР Алтайского края на 2022–2026 годы) являются:

Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральный закон Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

Федеральный закон Российской Федерации от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»;

Федеральный закон Российской Федерации от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

проект Схемы и Программы развития единой энергетической системы России на 2021–2027 годы.

Схема и программа включают обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) (далее – энергосистема Алтайского края) для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на период до 2026 года с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспектив строительства электрогенерирующих мощностей энергосистемы, а также обоснование направлений развития генерирующих источников, в том числе источников когенерации.

Схема и программа сохраняют преемственность и взаимосвязь со следующими документами:

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2020 № 508 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020–2026 годы»);

законом Алтайского края от 21.11.2012 № 86-ЗС «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Алтайского края до 2025 года»;

указом Губернатора Алтайского края от 29.04.2020 № 69 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2021–2025 годы»;

схемой территориального планирования Алтайского края, утвержденной постановлением Администрации края от 30.11.2015 № 485;

схемой территориального планирования Барнаульской агломерации, утвержденной постановлением Администрации края от 12.11.2015 № 461;

документами территориального планирования муниципальных образований;

годовыми отчетами филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» ОДУ Сибири за 2019–2020 годы.

Схема и программа разработаны в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на пятилетний период, утвержденными протоколом Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) от 09.11.2010 № АШ – 369 пр, и проектом типового макета схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на пятилетний период, подготовленный Минэнерго России.

II. Общая характеристика региона

Алтайский край расположен на юго-востоке Западной Сибири в 3419 км от Москвы. Территория региона составляет 168 тыс. кв. км, по площади он занимает 21-е место в Российской Федерации и 8-е место в Сибирском федеральном округе.

Алтайский край граничит с 3 субъектами Российской Федерации: на севере – с Новосибирской областью, на северо-востоке – с Кемеровской областью, на юго-востоке – с Республикой Алтай. На юго-западе и западе Алтайского края проходит государственная граница между Российской Федерацией и Республикой Казахстан, протяженность которой составляет 843,6 км.

В структуре валового регионального продукта существенно преобладают доли промышленности, сельского хозяйства, торговли. Эти виды деятельности формируют более 50 % общего объема ВРП.

Современная структура промышленного комплекса характеризуется высокой долей обрабатывающих производств (свыше 80 % в объеме отгруженных товаров собственного производства). Ведущими видами экономической деятельности в промышленности являются производство пищевых продуктов, машиностроительной продукции (вагоно-, котло-,

дизелестроение, сельхозмашиностроение, производство электрооборудования), кокса, резиновых и пластмассовых изделий, химическое производство, а также деревообработка. Развитию промышленности способствует не только инвестиционная деятельность предприятий, но и государственная поддержка, оказываемая как напрямую бизнесу (субсидирование затрат, льготное налогообложение, механизмы лизинга, фонд развития Алтайского края), так и косвенно, через развитие инфраструктуры (газификация, строительство дорожной сети, модернизация энергетики). По итогам января-декабря 2020 года индекс промышленного производства в Алтайском крае составил 99,9 % (по России – 97,4 %).

Алтайский край является крупнейшим производителем экологически чистого продовольствия в России. По итогам 2020 года в регионе произведено более 26 % общероссийского объема крупы, в том числе 51,2 % крупы гречневой; 48,9 % крупы овсяной; 26,9 % крупы перловой; 12,1 % сыворотки сухой; около 11,5 % муки из зерновых культур, овощных и других растительных культур; 12,2 % сыров; 8,6 % макаронных изделий; 7,7 % масла сливочного).

Алтайский край входит в десятку крупнейших производителей сельскохозяйственной продукции в России, является лидером в стране по площади пашни, посевной площади зерновых и зернобобовых культур.

Несмотря на засуху в 2020 году (с 10.07.2020 на территории края был введен режим ЧС) удалось собрать неплохой урожай зерновых - 4,2 млн. тонн, сахарной свеклы – 1,2 млн. тонн.

По объему производства продуктов животноводства среди субъектов Российской Федерации Алтайский край традиционно занимает высокие позиции. Регион - один из крупнейших производителей качественной говядины в России, по объемам ее производства среди регионов он занимает шестое место. В рейтинге субъектов Российской Федерации по итогам 2020 года по поголовью крупного рогатого скота во всех категориях хозяйств регион занимает четвертое место, коров – пятое место, по поголовью свиней - 17 место.

Оборот розничной торговли в крае по итогам 2020 года превысил 354,3 млрд. рублей - это 5 место среди регионов Сибирского федерального округа и 28 место среди регионов России.

Алтайский край находится на пересечении трансконтинентальных транзитных грузовых и пассажирских потоков, в непосредственной близости к крупным сырьевым и перерабатывающим регионам. По территории региона проходят автомагистрали, соединяющие Россию с Монголией, Казахстаном, железная дорога, связывающая Среднюю Азию с Транссибирской магистралью, международные авиалинии. По территории края проходят федеральные трассы Р256, А321, А322. Суммарная длина автомобильных дорог общего пользования составляет 54,3 тыс. км, по этому показателю регион занимает 1-е место в Российской Федерации. Выгодное географическое положение Алтайского края и его высокая транспортная доступность открывают широкие возможности для установления прочных

экономических и торговых связей межрегионального и международного уровней. Пассажирский транспорт общего пользования (автобусный) обслуживает 82,2 % всех населенных пунктов Алтайского края. Электротранспорт работает в городах Барнауле, Бийске и Рубцовске.

Энергетика имеет важное значение для экономики региона. Для производства электрической энергии используются тепловые электростанции, работающие на углях Кузнецкого, Канско-Ачинского бассейнов, месторождений Хакасии. Котельные в Алтайском крае в качестве топлива используют уголь, мазут и газ. Также за последние годы несколько котельных переведено на альтернативные местные виды топлива, такие как щепа, пеллеты, лузга.

Регион имеет достаточно развитую сеть железных дорог. Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования на начало 2020 года составляла 1566 км. Преобладают магистрали федерального значения, используемые для межрегиональных и транзитных перевозок. Железнодорожное сообщение имеют более половины административных районов края.

В крае ОАО «РЖД» представлено Алтайским территориальным управлением Западно-Сибирской железной дороги. Основные железнодорожные магистрали: Новосибирск – Барнаул; Барнаул – Рубцовск – граница Республики Казахстан; граница Новосибирской области – Кулунда; граница Республики Казахстан – Кулунда – Барнаул; Барнаул – граница Кемеровской области; Барнаул – Бийск.

Среднесибирский ход (граница Новосибирской области – ст. Каменьна-Оби – ст. Среднесибирская) – стратегическое грузовое направление Западно-Сибирской железной дороги, которое играет ключевую роль в транзитной перевозке грузов по территории Западной Сибири. Самые крупные железнодорожные станции региона: Алейская, Алтайская, Барнаул, Бийск, Рубцовск. В целом Алтайский регион Западно-Сибирской железной дороги включает 67 станций, расположенных на территории Алтайского края. Крупнейшей железнодорожной станцией Алтайского региона является сортировочная станция Алтайская в г. Новоалтайске, перерабатывающая ежедневно свыше 4500 вагонов различных направлений.

В административном центре городе Барнауле располагается международный аэропорт, из которого происходит воздушное сообщение с 10 городами в других субъектах Российской Федерации и по трем международным направлениям.

Жилищный фонд за последнее пятилетие интенсивно развивался. Общая площадь жилых помещений в регионе на начало 2020 года составила 57,35 млн. кв. м, в том числе 30,9 млн. кв. м – городской жилищный фонд.

Алтайский край обладает существенным рекреационным потенциалом и входит в десятку туристически привлекательных регионов России. Туристско-экскурсионный поток по региону составляет 1,3 млн. туристов¹.

¹ оценка Управления Алтайского края по развитию туризма и курортной деятельности за январь-декабрь 2020 г.

Развитие туристической сферы оказывает мультипликативный эффект на развитие пищевой и перерабатывающей промышленности, транспорта, сервисных услуг.

Богатое историко-культурное наследие в сочетании с благоприятным климатом юга Западной Сибири предоставляют возможность для развития разнообразных видов туризма и спортивно-развлекательного отдыха. Регион также обладает уникальными природными лечебными ресурсами, необходимыми для строительства санаторно-курортных комплексов, и является одним из крупнейших в России центров индустрии здоровья. Сеть туристических объектов представлена в 60 из 69 муниципальных образованиях региона, 27 муниципальных образований являются зонами активного развития туризма.

Политика региона направлена на формирование максимально выгодных условий для привлечения инвестиций: совершенствование форм государственной поддержки бизнеса, развитие инфраструктуры (транспортной, энергетической), укрепление экономических позиций, обеспечение законных прав собственников, общественное обсуждение нормативных правовых актов в сфере инвестиций и предпринимательской деятельности.

Таким образом, существуют все предпосылки для развития электроэнергетики на перспективу 2022–2026 годов.

III. Анализ существующего состояния электроэнергетики Алтайского края за 2016–2020 годы

3.1. Характеристика энергосистемы Алтайского края, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории региона, а также децентрализованным генерирующим источникам на территории Алтайского края.

3.1.1. Характеристика энергорайонов энергосистемы Алтайского края
Энергосистема региона условно поделена на четыре энергорайона:

Барнаульский;

Бийский, включающий город Белокуриху и Республику Алтай (в настоящей работе территория Республики Алтай включена в состав Бийского энергетического района для целей выполнения расчетов электроэнергетических режимов);

Кулундинский;

Рубцовский.

Барнаульский энергорайон

Внешнее электроснабжение Барнаульского энергорайона осуществляется от ПС 500 кВ Барнаульская. По сети 500 кВ ПС 500 кВ Барнаульская имеет связи с переключательным пунктом ПС 1150 кВ Алтай, ПС 500 кВ Новокузнецкая, ПС 500 кВ Рубцовская:

ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская № 1;
 ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская № 2;
 ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская;
 ВЛ 500 кВ Новокузнецкая – Барнаульская.

На ПС 500 кВ Барнаульская установлены две группы однофазных АТ номинальным напряжением 500/230/11 кВ.

По сети 220 кВ ПС 500 кВ Барнаульская связана с основными системообразующими ПС 220 кВ Барнаульского энергорайона ПС 220 кВ Чесноковская, ПС 220 кВ Власиха и ПС 220 кВ Светлая.

Кулундинский энергорайон

Внешнее электроснабжение Кулундинского энергорайона осуществляется по протяженным транзитным линиям электропередачи 220–110 кВ, связывающим его с Барнаульским и Рубцовским энергорайонами. Основной опорной ПС Кулундинского энергорайона является ПС 220 кВ Урываево, которая обслуживается ОАО «РЖД».

Бийский энергорайон

Внешнее электроснабжение Бийского энергорайона осуществляется от ПС 500 кВ Барнаульская и ПС 220 кВ Чесноковская по ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская (протяженность 167 км) и ВЛ 220 кВ Чесноковская – Троицкая (протяженность 76 км), ВЛ 220 кВ Троицкая – Бийская (ВЛТБ-234) (протяженность 60 км). ПС 220 кВ Бийская – основная ПС Бийского энергорайона.

Рубцовский энергорайон

Внешнее электроснабжение Рубцовского энергорайона осуществляется от ПС 500 кВ Рубцовская. По сети 500 кВ ПС 500 кВ Рубцовская имеет связи с ПС 500 кВ Барнаульская, энергообъектами Республики Казахстан – ПС 500 кВ Усть-Каменогорская и Аксуская ГРЭС (Ермаковская ГРЭС) АО «Евроазиатская энергетическая корпорация»:

ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская;
 ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская;
 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская.

На ПС установлены две группы однофазных АТ с номинальным напряжением 500/230/11 кВ.

В Рубцовском энергорайоне расположены две ПС 220 кВ – ПС 220 кВ Южная (А) и ПС 220 кВ Горняк, связанные двухцепными ВЛ 220 кВ с ПС 500 кВ Рубцовская:

ВЛ 220 кВ Рубцовская – Южная I цепь (ВЛ РЮ-221);
 ВЛ 220 кВ Рубцовская – Южная II цепь (ВЛ РЮ-222);
 ВЛ 220 кВ Рубцовская – Горняк I цепь;

ВЛ 220 кВ Рубцовская – Горняк II цепь (ВЛ РГ-206).

3.1.2. Генерирующие компании

Установленная мощность объектов генерации Алтайского края на 31.12.2020 составляла 1572,509 МВт, а выработка электроэнергии – 57,3 % от общего потребления.

По состоянию на 31.12.2020 функционировали 22 крупных и средних предприятия по производству, передаче и распределению электроэнергии.

Основным производителем электрической и тепловой энергии в Алтайском крае является группа компаний, управляемая ООО «Сибирская генерирующая компания» (далее – группа СГК), представленная следующими организациями: АО «Барнаульская генерация», АО «Барнаульская ТЭЦ-3», АО «Барнаульская теплосетевая компания», АО «Барнаульская тепломагистральная компания», АО «Бийскэнерго», АО «Бийскэнерготеплотранзит», АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс». Суммарная установленная мощность объектов генерации этих обществ на 31.12.2020 составляла: электрическая – 1271,409 МВт, тепловая – 4547,75 Гкал/ч. Также группа СГК располагает генерирующими мощностями в Республиках Тыва и Хакасия, Красноярском крае, Кемеровской и Новосибирской областях.

Кроме группы СГК деятельность по производству электрической и тепловой энергии на территории края осуществляют АО «Алтай-Кокс», ОАО «Кучуксульфат», МУП «Яровской теплоэлектрокомплекс» (далее – МУП «ЯТЭК»), АО «ГТ Энерго», ОАО «Черемновский сахарный завод», ООО «ЭнергоПромКапитал».

АО «Барнаульская генерация» (группа СГК)

Организация находится в г. Барнауле. Основные виды деятельности: производство электрической и тепловой энергии; продажа и покупка электрической энергии и мощности, тепловой энергии; передача и распределение тепловой энергии; распределение воды.

Генерирующим активом организации является Барнаульская ТЭЦ-2, расположенная в Октябрьском районе г. Барнаула. Она снабжает электрической и тепловой энергией жилищно-коммунальный сектор и ряд промышленных предприятий города.

Установленная мощность Барнаульской ТЭЦ-2 на 31.12.2020 составляла: электрическая – 300,509 МВт, тепловая – 1148,0 Гкал/ч. В качестве основного топлива используется каменный уголь. В 2002 году на природный газ был переведен котлоагрегат №9.

АО «Барнаульская ТЭЦ – 3» (группа СГК)

Организация находится в г. Барнауле. Основные виды деятельности:

производство электрической и тепловой энергии;
продажа и покупка электрической энергии и мощности, тепловой энергии;
распределение воды.

Генерирующим активом организации является Барнаульская ТЭЦ-3, находящаяся в Индустриальном районе г. Барнаула. ТЭЦ обеспечивает электрической и тепловой энергией предприятия Власихинского промышленного узла и жилищно-коммунальный сектор.

Установленная мощность Барнаульской ТЭЦ-3 на 31.12.2020 составляет: электрическая – 445,0 МВт, тепловая – 1450,0 Гкал/ч. Станция работает на буром угле. На газ переведены четыре из семи водогрейных котла.

Передача и распределение, реализация тепловой энергии, а также распределение воды выполняется филиалом АО «Барнаульская генерация» - «Барнаульская теплосетевая компания» и АО «Барнаульская тепломагистральная компания» (группа СГК). АО «Барнаульская тепломагистральная компания» (далее – БТСК) снабжает горячей водой жилищно-коммунальный сектор г. Барнаула. Установленная тепловая мощность БТСК на 31.12.2020 составляет 500,0 Гкал/ч. Основные виды топлива: природный газ, мазут.

АО «Бийскэнерго» (группа «СГК»)

Организация находится в г. Бийске. Основной вид деятельности – производство электроэнергии и тепловой энергии тепловыми электростанциями. Генерирующим активом компании является Бийская ТЭЦ-1, расположенная в г. Бийске. Установленная мощность ТЭЦ на 31.12.2020 составляет: электрическая – 519,9 МВт, тепловая – 1089,0 Гкал/ч. В качестве топлива используется каменный уголь. ТЭЦ обеспечивает теплом и электроэнергией население и промышленные предприятия г. Бийска.

Передача и распределение тепловой энергии, а также распределение воды производится филиалом АО «Бийскэнерго» – «Бийскэнерготеплотранзит» (группа СГК).

АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» (группа СГК)

Организация находится в г. Рубцовске. Основной вид деятельности – производство тепловой и электрической энергии. Основным активом общества является Южная тепловая станция.

Дата ввода в эксплуатацию Южной тепловой станции – 01.01.2020. Установленная тепловая мощность станции составляет 360,75 Гкал/ч., установленная электрическая мощность – 6 МВт.

АО «Алтай-Кокс»

Организация находится в г. Заринске, производит кокс и химическую продукцию, располагает собственной ТЭЦ, обеспечивающей потребности в электро- и тепловой энергии предприятия, а также потребителей г. Заринска.

Установленная мощность станции на 31.12.2020 составляет: электрическая – 200,0 МВт, тепловая – 1321,0 Гкал/ч, в том числе турбоагрегатов – 461,0 Гкал/ч. В качестве топлива используются газ горючий коксовый, горючая смесь, мазут топочный.

ОАО «Кучуксульфат»

Организация находится в р.п. Степное Озеро Благовещенского района. Она осуществляет производство химической продукции, в основном сульфата натрия, и располагает собственной ТЭЦ, которая обеспечивает потребности предприятия в электроэнергии и тепле, а потребности р.п. Степное Озеро только в части теплоснабжения.

Установленная мощность станции на 31.12.2020 составляет: электрическая – 18,0 МВт, тепловая – 201,0 Гкал/час. В качестве топлива на ТЭЦ используются уголь каменный, мазут топочный.

МУП «ЯТЭК»

Организация находится в г. Яровое. Основным видом деятельности предприятия является производство на ТЭЦ электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки и обеспечением энергоресурсами потребителей г. Яровое. ТЭЦ находится в муниципальной собственности, МУП «ЯТЭК» эксплуатирует ТЭЦ на праве аренды.

Установленная мощность ТЭЦ на 31.12.2020 составляет: электрическая – 24,0 МВт, тепловая – 150,0 Гкал/ч. В качестве основного топлива на ТЭЦ используется каменный уголь Кузнецкого бассейна, в качестве растопочного топлива – мазут.

АО «ГТ Энерго»

Организация находится в г. Москве. Компания реализует проекты по строительству в Российской Федерации газотурбинных ТЭЦ. В г. Барнауле компания построила, ГТ ТЭЦ (далее – Барнаурская ГТ ТЭЦ). Установленная мощность станции на 31.12.2020 составляет: электрическая – 36,0 МВт, тепловая – 80,0 Гкал/ч. Основное топливо ТЭЦ – природный газ. По состоянию на 2020 год к тепловым сетям Барнаурская ГТ-ТЭЦ не подключена, но предусмотрена возможность обеспечения резерва системы теплоснабжения города.

ОАО «Черемновский сахарный завод»

Организация является ДЗО ОАО «Южный Сахар – Холдинг» (г. Краснодар), находится в с. Черемном Павловского района. Завод осуществляет производство свекловичного сахарного песка, имеет собственную ТЭЦ, которая обеспечивает электрической и тепловой энергией предприятие и потребителей с. Черемное.

Установленная мощность станции на 31.12.2020 составляет: электрическая – 7,5 МВт, тепловая – 78,0 Гкал/ч, в том числе турбоагрегатов – 56,0 Гкал/ч. Основное топливо ТЭЦ – природный газ.

ООО «ЭнергоПромКапитал»

Организация эксплуатирует Белокурихинскую ГП ТЭС, расположенную на территории ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха».

Установленная мощность станции на 31.12.2020 составляет: электрическая – 15,6 МВт, тепловая – 0 Гкал/ч. Основное топливо – природный газ.

ЗАО «Теплоцентрально Белокуриха»

Организация находится в г. Белокурихе и является ДЗОООО «Центргазсервис-опт» (г. Москва, ДЗО ОАО «Росгазификация»).

Основной вид деятельности – производство и сбыт тепловой энергии для обеспечения потребностей населения и организаций г. Белокурихи. В состав генерирующих мощностей компании входят две котельные – центральная котельная и котельная хозяйственной зоны. Установленная тепловая мощность на 31.12.2020 центральной котельной составляет 100,0 Гкал/ч, котельной хозяйственной зоны – 13,0 Гкал/ч. В качестве топлива используются каменный уголь, природный газ, дизельное топливо.

3.1.3. Основные электросетевые компании

На территории Алтайского края осуществляют деятельность основные электросетевые компании:

филиал ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» – «Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей» (далее – ЗСП МЭС);

Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго–филиала ОАО «РЖД» (далее – Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению);

филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» (далее – Алтайэнерго);

АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго» (далее – СК Алтайкрайэнерго);

ООО «Барнаульская сетевая компания» (далее – БСК);

ООО «Заринская сетевая компания»;

ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»;

ООО «Регион-Энерго»;

ООО «Энергия-Транзит»;
Муниципальное унитарное многоотраслевое коммунальное
предприятие (ЗАО г. Сибирский);
филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»;
ООО «Алтайская электросетевая компания».

ЗСП МЭС

Филиал осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии, в зону эксплуатационной ответственности филиала входят Алтайский край, Омская область и Новосибирской области. В Алтайском крае предприятие ведет деятельность по эксплуатации линий электропередачи напряжением 10 – 1150 кВ и ПС 220 – 1150 кВ, отнесенных к Единой национальной электрической сети России.

Основные технические характеристики ВЛ по территории Алтайского края на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 2901,4 км, в том числе ВЛ – 2886,2 км, включая:

ВЛ 1150 кВ – 504,4 км;

ВЛ 500 кВ – 829,6 км;

ВЛ 220 кВ – 1491,3 км;

ВЛ 110 кВ – 60,92 км;

ЛЭП 0,4-10 кВ – 15,2 км.

В эксплуатации ЗСП МЭС на территории Алтайского края находится 10 ПС 220 – 1150 кВ, в том числе:

7 ПС класса напряжения 220 кВ суммарной трансформаторной мощностью 2385,6 МВА;

2 ПС класса напряжения 500 кВ суммарной трансформаторной мощностью 2004,0 МВА;

1 ПС класса напряжения 1150 кВ суммарной трансформаторной мощностью 32,0 МВА.

Алтайэнерго

Филиал осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. В составе филиала – 7 производственных отделений:

Белокурихинские электрические сети (г. Белокуриха);

Восточные электрические сети (г. Бийск);

Западные электрические сети (г. Рубцовск);

Кулундинские электрические сети (р.п. Кулунда);

Северные электрические сети (г. Камень-на-Оби);

Северо-Восточные электрические сети (г. Новоалтайск);

Центральные электрические сети (г. Барнаул).

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 55377,48 км, в том числе ВЛ (КВЛ) – 55053,27 км, КЛ – 324,22 км, включая:

ВЛ (КВЛ) 110 кВ – 7040,24 км;

КЛ 110 кВ – 0,36 км;
 ВЛ 35 кВ – 3814,4 км;
 КЛ 35 кВ – 12,7 км;
 ВЛ 0,4-10 кВ – 44198,6 км;
 КЛ 0,4-10 кВ – 311,1 км.

В эксплуатации находится 12219 ПС 0,4–110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 6728,9 МВА, в том числе:

184 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 3924,5 МВА. По сравнению с 2019 годом произошло уменьшение суммарной трансформаторной мощности на 20 МВА, это связано с выводом ПС 110 кВ Северная № 20;

138 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 841,6 МВА;
 11895 ПС 0,4–110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1962,8 МВА.

СК Алтайкрайэнерго

Организация осуществляет деятельность по транспортировке и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. В состав компании входят 9 филиалов:

Алейские МЭС (г. Алейск);
 Белокурихинские МЭС (г. Белокуриха);
 Бийские МЭС (г. Бийск);
 Змеиногорские МЭС (г. Змеиногорск);
 Каменские МЭС (г. Камень-на-Оби);
 Кулундинские МЭС (с. Кулунда);
 Новоалтайские МЭС (г. Новоалтайск);
 Рубцовские МЭС (г. Рубцовск);
 Славгородские МЭС (г. Славгород).

Основные технические характеристики на 01.01.2021:
 протяженность ЛЭП по цепям составляет 8868,8 км, в том числе: ВЛ – 7384,6 км, КЛ – 1484,2 км, включая:

ВЛ 20-35 кВ – 13,6 км;
 ВЛ 0,4-10 кВ – 7371,02 км;
 КЛ 0,4-10 кВ – 1484,18 км.

В эксплуатации находится 3379 ПС 0,4-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1153,834 МВА, в том числе:

1 ПС 110 кВ трансформаторной мощностью 6,3 МВА;
 5 ПС и 3 ТП-35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 50,8 МВА;
 3363 РП/ТП 0,4-20 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1096,67 МВА.

БСК

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус

территориальной сетевой организации. Зона обслуживания организации – г. Барнаул и ряд пригородных поселков. В состав организации входят 3 сетевых района и служба подстанций.

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ВЛ и КЛ напряжением 0,4–110 кВ по цепям составляет 3178,8 км, в том числе ВЛ 110 кВ – 2,5 км.

В эксплуатации находится оборудование общей трансформаторной мощностью 1105,77 МВА, в том числе:

3 ПС 110 кВ (ПС 110 кВ АТИ, ПС 110 кВ Строительная, ПС 110 кВ Кристалл) суммарной трансформаторной мощностью 188,0 МВА;

2 ПС 35 кВ (№ 10 «2-й подъем», № 61 «Затон») суммарной трансформаторной мощностью 40,8 МВА;

1169 комплектных трансформаторных ПС 0,4 – 6 – 10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 876,97 МВА.

Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению

Организация эксплуатирует расположенные в Алтайском крае электросетевые объекты ОАО «РЖД», имеет статус территориальной сетевой организации.

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 2679,9 км, в том числе: ВЛ – 2573,1 км, КЛ – 106,8 км, включая:

ВЛ 35 кВ – 820,6 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 1752,5 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 106,8 км.

В эксплуатации находится оборудование общей трансформаторной мощностью 895,284 МВА, в том числе:

7 ПС 220 кВ суммарной трансформаторной мощностью 606,0 МВА;

3 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 180,0 МВА;

2 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 25,7 МВА;

343 ПС 04-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 83,5 МВА.

ООО «Заринская сетевая компания»

ООО «Заринская сетевая компания» осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. Зона деятельности организации – города Заринск, Яровое, поселки Кытманово, Тогул, Залесово, Тягун, Голуха, ст. Аламбай Заринского района, муниципальные сети г. Бийска, ряда поселков Первомайского района и г. Новоалтайска.

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 1091,97 км, в том числе:

ВЛ – 844,05 км, КЛ – 247,92 км, включая:

ВЛ 35 кВ – 3,53 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 840,52 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 247,92 км.

В эксплуатации находится оборудование общей трансформаторной мощностью 236,0 МВА, в том числе:

1 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 40,0 МВА;

3 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 54,0 МВА;

402 ПС 0,4-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 143,02 МВА.

ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. Зона деятельности компании – города Барнаул, Славгород, а также Немецкий и Павловский районы Алтайского края.

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 439,8 км, в том числе ВЛ – 433 км, КЛ – 6,8 км, включая:

ВЛ 110 кВ – 23,2 км;

ВЛ 35 кВ – 28,0 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 381,8 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 6,8 км.

В эксплуатации находится 169 ПС 0,4-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 367,2 МВА, в том числе:

4 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 279,8 МВА;

1 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 50,0 МВА;

164 ПС 0,4-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 37,4 МВА.

ООО «Регион-Энерго»

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. Зона деятельности компании – промышленная зона г. Рубцовска

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 23,2 км, в том числе ВЛ – 15,9 км, КЛ – 7,3 км, включая:

ВЛ 0,4-10 кВ – 15,9 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 7,3 км.

В эксплуатации находится 7 ПС 6-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 98,35 МВА, в том числе:

2 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 95 МВА;

5 ПС 6-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 3,35 МВА.

ООО «Энергия-Транзит»

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус

территориальной сетевой организации. Зона деятельности компании – город Барнаул.

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 165,06 км, в том числе ВЛ – 4,16 км, КЛ – 160,9 км, включая:

ВЛ 110 кВ – 2,52 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 1,64 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 160,9 км.

В эксплуатации находится 69 ПС 6-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 308,64 МВА, в том числе:

2 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 191 МВА;

67 ПС 6-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 117,64 МВА.

Муниципальное унитарное многоотраслевое коммунальное предприятие (МУМКП)

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации.

Зона деятельности компании – ЗАТО Сибирский.

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 102,91 км, в том числе КЛ – 102,91 км, включая:

КЛ 0,4 кВ – 53,19 км;

КЛ 10 кВ – 49,72 км.

В эксплуатации находится 24 ТП 10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 15,18 МВА.

Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации.

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 567,92 км, в том числе: ВЛ – 104,556 км, КЛ – 463,364 км, включая:

ВЛ 35 кВ – 2 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 102,556 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 463,364 км.

В эксплуатации филиала находится 82 ПС 6-35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 49,588 МВА, в том числе:

4 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 14,345 МВА;

78 ПС 6-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 35,243 МВА.

ООО «Алтайская электросетевая компания»

Организация осуществляет деятельность по передаче и

распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации.

Основные технические характеристики на 01.01.2021:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 59,565 км, в том числе: ВЛ – 51,045 км, КЛ – 8,52 км, включая:

ВЛ 0,4-10 кВ – 51,045 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 8,52 км.

В эксплуатации находится 209 ПС 6-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 49,588 МВА, в том числе:

2 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 206 МВА;

207 ПС 6-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 19,855 МВА.

При этом эксплуатируют электрические сети иные организации различных форм собственности и ведомственной подчиненности.

3.1.4. Сбытовые компании

В Алтайском крае на 01.01.2021 на оптовом и розничных рынках ведут деятельность 16 сбытовых компаний, 4 из которых являются гарантирующими поставщиками электрической энергии (далее – г/п), в том числе:

АО «Алтайэнергосбыт» – г/п;

АО «Алтайкрайэнерго» – г/п;

АО «Барнаульская горэлектросеть» – г/п;

ООО «Заринская городская электрическая сеть» – г/п;

ООО «Русэнергосбыт»;

АО «Система»;

ООО «МАРЭМ+»;

ООО «ЭСКК»;

АО «Мосэнергосбыт»;

ООО «ГлавЭнергоСбыт»;

ООО «МагнитЭнерго»;

ООО «НОВИТЭН»;

ООО «РН-Энерго»;

ООО «ЭСК «Горкунов»;

ООО «Инженерные изыскания»;

АО «ЭСК РусГидро».

АО «Алтайэнергосбыт»

Предприятие обслуживает потребителей электроэнергии на территории Алтайского края и Республики Алтай, включает 8 межрайонных отделений, 1 филиал («Горно-Алтайский») и 76 участков.

Межрайонные отделения: Белокурихинское, Бийское, Змеиногорское, Каменское, Кулундинское, Новоалтайское, Рубцовское, Центральное.

Организация является субъектом оптового рынка энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АО «Алтайкрайэнерго»

Деятельность общества организована в 9 городах и 81 населенном пункте края. Организация имеет девять филиалов: Алейские МЭС, Белокурихинские МЭС, Бийские МЭС, Змеиногорские МЭС, Каменские МЭС, Кулундинские МЭС, Новоалтайские МЭС, Славгородские МЭС, Рубцовские МЭС.

Компания является субъектом ОРЭМ.

АО «Барнаульская горэлектросеть»

Предприятие обслуживает г.Барнаул и пригородные поселки в границах МО, является субъектом ОРЭМ.

ООО «Заринская городская электрическая сеть»

Предприятие обслуживает потребителей г. Заринска, станции Голуха, Тягун и Аламбай Заринского района, а также районные центры Кытманово, Залесово и Тогул. Организация является субъектом ОРЭМ.

3.1.5. Диспетчерское управление

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Алтайского края осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ (далее – Системный оператор).

3.2. Отчётная динамика потребления электроэнергии в Алтайском крае за период 2016–2020 годов.

Общий объем электропотребления за 2020 год уменьшился по сравнению с 2016 годом на 4,3 % и составил 9848,9 млн. кВт·ч.

По данным Алтайкрайстата, в 2016–2020 годах доминировали две основные группы потребителей: население, доля которого в общем электропотреблении в 2020 году составила 42 %, и обрабатывающие производства, доля которых в общем электропотреблении – 31 %.

Доля собственного электропотребления энергокомпаниями в Алтайском крае в 2020 году составила 12,0%, а потери в электросетях общего пользования – 3,2%.

Таблица 1

Динамика электропотребления в Алтайском крае
в период 2016–2020 годов

Показатель	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Электропотребление, млн. кВт·ч	10295,8	10222,7	10248,5	10067,8	9848,9
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	156,3	-73,1	25,8	-180,7	-218,9
Среднегодовые темпы прироста, %	1,5	-0,7	0,3	-1,8	-2,2

3.3. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в Алтайском крае.

В 2020 году из 9848,9 млн. кВт·ч, потребленных в Алтайском крае конечными потребителями 6781,52 млн. кВт·ч, то есть 68,9 %, было получено от трех энергосбытовых компаний, самая крупная из которых АО «Алтайэнергосбыт».

Таблица 2

Динамика покупки на ОРЭМ объемов электрической энергии и мощности в период 2019–2020 годов основными энергосбытовыми компаниями

Наименование покупателя – г/п	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч		Максимум потребления мощности, МВт	
		2019 год	2020 год	2019 год	2020 год
АО «Алтайэнергосбыт»	покупка и реализация электроэнергии	3704,04	3611,594	655,79	633,71
АО «Алтайкрайэнерго»	покупка и реализация электроэнергии	1689,85	1620,53	312,07	317,045
АО «Барнаульская горэлектросеть»	покупка и реализация электроэнергии	1579,40	1549,399	259,54	254,36
ООО «Заринская горэлектросеть»	покупка и реализация электроэнергии	119,15	118,059	17,78	17,85

Среди конечных потребителей самым крупным потребителем электрической энергии в регионе является ЗСЖД – филиал ОАО «РЖД». К крупным потребителям электрической энергии относятся промышленные предприятия, имеющие собственные ТЭЦ, такие как АО «Алтай-Кокс», ОАО «Кучуксульфат», а также ряд других энергоемких предприятий, перечень которых указан в таблице 3.

Таблица 3

**Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Алтайском крае за период 2016–2020 годов
(по данным компаний)**

№ п/п	Наименование потребителя	Годовое электропотребление, млн. кВтч					Максимум нагрузки, МВт				
		2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Всего по Алтайскому краю (по данным Новосибирского РДУ)		10295,84	10222,72	10248,54	10067,83	9848,88	1780,25	1779,80	1808,22	1711,82	1665,83
1	ЗСЖД – филиал ОАО «РЖД»	826,80	804,30	823,10	818,50	741,32	163,00	164,90	160,10	158,90	148,50
2	ООО «РН-Энерго»	182,85	246,80	280,21	297,37	257,47	13,86	23,12	21,12	26,47	25,87
3	АО «Алтай-Кокс»	140,50	168,50	175,40	127,40	121,80	52,90	53,20	54,30	53,40	52,80
4	АО «Алтайвагон»	0,00	0,00	0,00	0,00	126,61	0,00	0,00	0,00	0,00	23,69
5	ООО «Русэнергосбыт»	115,45	105,22	105,69	101,36	79,82	18,85	15,59	16,62	14,92	11,38
6	ОАО «Кучуксульфат»	61,40	58,20	58,70	33,90	38,70	7,00	6,60	6,70	6,50	6,70
7	ООО «ЭНЕРГИЯ МАРКЕТ»	62,21	53,18	47,16	50,69	49,02	4,64	4,18	2,43	1,98	2,01
8	ООО «Барнаульский водоканал»	21,70	21,70	22,80	20,96	46,43	2,70	2,00	2,80	2,80	8,04
9	ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»	63,07	56,41	55,02	55,48	45,62	8,18	8,22	8,00	7,61	7,52
10	ПАО «Россети Сибирь»	40,87	40,29	41,59	40,73	32,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	МУП «ГОРЭЛЕКТРОТРАНС» Г. БАРНАУЛА	31,52	29,95	32,40	30,23	22,88	6,68	6,52	8,87	7,35	7,10
12	ОАО «Барнаульский пивоваренный завод»	26,10	25,17	24,98	24,44	22,62	3,99	3,41	3,88	3,46	3,82
13	АО «Алтайский бройлер»	21,33	22,34	22,02	22,79	21,55	2,10	2,13	1,94	2,20	2,41
14	ООО «Благо-Барнаул»	0,47	13,58	1,89	19,05	21,18	0,00	2,14	2,55	2,50	2,78
15	МУП Г. БИЙСКА «ВОДОКАНАЛ»	18,42	19,11	11,51	18,75	18,64	1,30	2,33	1,41	2,29	2,28
16	АО «Вимм-Билль-Данн»	15,44	16,49	16,34	18,00	17,21	2,18	2,11	2,34	2,42	2,45
17	АО БМК «МЕЛАНЖИСТ АЛТАЯ»	21,74	22,70	22,67	21,82	16,45	3,17	3,96	3,68	3,55	3,03
18	ООО «Барнаульский завод АТИ»	16,73	17,47	18,71	18,36	16,43	2,29	2,92	3,12	3,36	3,28
19	ФГБУ ЦЖКУ МИНОБОРОНЫ РОССИИ РВСН	0,00	0,00	0,00	19,73	16,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	ЗАО «ЭВАЛАР»	11,42	12,74	13,52	15,28	15,72	1,87	2,22	2,30	2,58	3,02
21	ООО «ГОЛУХИНСКИЙ ЦЕМЕНТ»	0,00	0,00	0,00	0,00	15,57	0,00	0,00	0,00	0,00	7,50
22	АО БПО «Сибприбормаш»	27,28	27,40	24,14	18,49	14,99	4,39	2,01	3,66	3,61	4,16
23	АО «БМК»	11,52	12,64	12,84	14,01	14,64	1,81	1,89	1,86	1,88	2,27
24	ООО «УК СВЕТЛОВА»	0,00	0,00	0,00	16,45	14,25	0,00	0,00	0,00	1,30	1,13
25	ООО «Маркет»	0,00	0,00	0,00	0,00	14,10	0,00	0,00	0,00	0,15	3,33
26	ФГБУ ЦЖКУ МИНОБОРОНЫ РОССИИ	0,00	0,00	0,00	17,44	13,46	0,00	0,00	0,00	1,11	1,11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
27	АО «АЗА»	7,99	6,74	8,04	13,59	12,30	2,06	1,84	2,44	3,46	4,56
28	ООО «Алтайхолод»	13,48	13,35	13,33	13,23	13,00	5,19	2,46	2,56	2,42	3,88
29	АО «ХК БСЗ»	17,17	15,28	13,86	12,95	12,69	7,18	4,15	3,83	3,76	3,44
30	МУП «РУБЦОВСКИЙ ВОДОКАНАЛ»	8,77	13,65	14,18	12,13	11,91	0,39	5,85	6,08	0,55	0,52
31	ООО «ЭКОДОМСТРОЙ»	0,00	0,00	0,00	22,15	11,85	0,00	0,00	0,00	3,97	3,32
32	МУМКП	18,80	12,77	12,26	12,02	10,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33	ФГБУ ЦЖКУ Минобороны России по ВКС	0,00	0,00	0,00	0,00	10,23	0,00	0,00	0,00	1,34	1,36
34	ООО «ТехСтрой»	12,70	12,34	13,95	12,59	10,20	2,42	2,70	3,07	2,83	2,45
35	ООО «АЛТАЙ-ФОРЕСТ»	10,02	6,51	10,30	10,26	9,81	1,23	1,31	1,38	1,41	1,52
36	ООО «Рубцовский ЛДК»	6,82	7,44	9,25	10,72	9,78	1,39	1,52	1,73	1,88	2,08
37	ОАО «Индустриальный»	27,47	28,03	22,75	16,11	9,69	8,14	8,23	7,67	6,59	4,82
38	ООО «СИБЭНЕРГОМАШ- БКЗ»	8,84	9,80	11,93	11,11	9,36	1,87	2,65	4,04	3,44	3,23
39	АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»	0,00	12,63	31,86	29,14	9,27	0,00	5,92	6,21	6,22	3,89

Таблица 4

Перечень основных перспективных потребителей (5 МВт и выше) с указанием заявленной максимальной мощности (на основе утвержденных ТУ на ТП).

№ п/п	Наименование объекта присоединения	Наименование центра питания	Наименование заявителя	Суммарная мощность, МВт
1	ТП 10 кВ (объекты ТРТ «Бирюзовая Катунь»)	ПС 110 кВ Бирюзовая Катунь	ОАО «Особые экономические зоны»	25,000
2	ТП 10 кВ (объекты игровой зоны)	ПС 110 кВ Сибирская монета	Управление Алтайского края по развитию туризма и курортной деятельности	24,000
3	ПС 110 кВ Белокуриха (для туристско-рекреационного субкластера «Белокуриха-2»)	ПС 110 кВ Смоленская	Администрация г. Белокуриха	10,000
4	ПС 220 кВ Цемент	1. ПС 220 кВ Смазнево; 2. ПС 220 кВ Бачатская	ОАО «Цемент»	23,000
5	ПС 35 кВ (для автотуристического кластера «Золотые ворота»)	ПС 220 кВ Бийская	Управление капитального строительства Администрации г. Бийска	6,015

3.4. Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края за период 2016–2020 годов

Таблица 5

Динамика изменения собственного максимума потребления мощности Алтайского края за период 2016–2020 годов

Показатель	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Максимум потребления мощности, МВт	1780,3	1779,8	1808,2	1711,8	1665,8
Абсолютный прирост/снижение, МВт	-9,4	-0,5	28,4	-96,4	-46
Среднегодовые темпы роста/снижения, %	-0,5	0,0	1,6	-5,3	-2,7

В период 2016–2020 годов максимум потребления мощности энергосистемы Алтайского края изменялся, периодически увеличиваясь или уменьшаясь. В 2020 году он составил 1665,8 МВт.

Покрытие максимума потребления обеспечивается мощностями действующих электростанций на территории энергосистемы и за счет сальдо потоков мощности из смежных энергосистем.



Рисунок 1. Изменение максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края в период 2016–2020 годов, МВт

3.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Алтайского края, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей за последние 5 лет.

Таблица 6

Динамика потребления тепловой энергии по системе централизованного теплоснабжения Алтайского края в период 2016–2020 годов (по данным генерирующих компаний и муниципальных образований)

Показатель	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Выработано теплоэнергии, тыс. Гкал	12104,1	10164,3	10626,1	9865,6	9211,1
Потреблено теплоэнергии, тыс. Гкал	9880,9	7852,0	7858,3	7873,0	7350,5
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	223,9	-2028,9	6,3	14,7	-654,5
Среднегодовой темп прироста, %	2,27	-20,5	0,08	-7,7	-6,63
Потери теплоэнергии, тыс. Гкал	2125,0	2312,3	2767,8	1992,6	1860,6

Суммарная мощность источников теплоснабжения в регионе на конец 2019 года составляла 7477 Гкал/ч, на конец 2020 года осталась неизменной.

Количество источников теплоснабжения на конец 2020 года составило 2776 единиц, в том числе мощностью до 3 Гкал/ч – 2560 единиц, от 3 до 20 Гкал/ч – 192 единицы, от 20 до 100 Гкал/ч – 11 единиц, в том числе 7 ТЭЦ.

**Структура отпуска тепловой энергии электростанциями и котельными
генерирующими компаниями Алтайского края за 2020 год
(по данным генерирующих компаний)**

Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Вид топлива
1	2	3
ТЭС энергокомпаний		
Всего от ТЭС, в том числе:	7516,1	
Барнаульская ТЭЦ-2, АО «Барнаульская генерация»	1991,9	уголь, мазут, газ
Барнаульская ТЭЦ-3, АО «Барнаульская ТЭЦ-3»	2821,3	уголь бурый, мазут, газ
Бийская ТЭЦ-1, АО «Бийскэнерго»	1789,3	уголь, мазут
Барнаульская ГТ ТЭЦ, АО «ГТ Энерго»	0,0	газ
Белокурихинская ГП ТЭС, ООО «ЭнергоПромКапитал»	0,0	газ
ТЭЦ г. Яровое, МУП «ЯТЭК»	198,7	мазут, уголь
ЮТС «Руб ТЭК»	714,9	уголь
Котельные		
Всего от котельных, в том числе:	1749,39	
котельные г. Барнаула, в том числе:	324,3	газ, уголь
Котельные единых теплоснабжающих организаций	142,5	газ, уголь
Муниципальные котельные	181,8	
Котельные г. Алейска, в том числе	62,8	уголь
котельные ООО «Шипуновская тепловая компания»	62,8	уголь
Котельные г. Белокуриха, в том числе:	105,8	
котельная АО «Теплоцентральный Белокуриха»	105,8	природный газ, дизельное топливо, уголь
Котельные г. Бийска, в том числе:	103,8	уголь, мазут
муниципальные котельные, арендуемые ООО «Теплоэнергогаз»	103,8	уголь, мазут
Котельные г. Заринска, в том числе	2,54	
муниципальные котельные г.Заринска, арендуемые ООО «Жилищно-коммунальное управление»	2,54	уголь
Котельные г. Новоалтайска, в том числе	191,0	газ, уголь
муниципальные котельные, арендуемые МУП «Новоалтайские тепловые сети»	185,3	газ, уголь

1	2	3
котельные ООО «Стройсиб»	5,7	
Котельные г. Славгорода, в том числе	112,7	уголь
котельные МУП «Теплосбыт»	112,7	уголь
Котельные ЗАТО Сибирский	70,4	газ
Котельные Камень-на-Оби	33,55	
Электростанции предприятий		
Всего от электростанций, в том числе	1267,4	
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	843,5	газ коксовый, мазут, горячая смесь
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	423,9	мазут, уголь

Таблица 8

**Динамика потребления тепловой энергии по городам Алтайского края
(по данным муниципальных образований)**

тыс. Гкал

Показатель	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
г. Барнаул					
Потребление теплоэнергии	5344,5	5167,0	4181,0	4095,1	5317,6
Источники тепловой энергии, в том числе	5344,5	5167,0	4181,0	4095,1	5317,6
ТЭЦ, в том числе	4912,6	4753,8	3938,2	3858,8	5195,0
энергокомпаний	4912,6	4753,8	3938,2	3858,8	5195,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0	
муниципальные котельные	431,9	407,2	242,7	230,3	116,6
котельная генерирующей компании	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
г. Алейск					
Потребление теплоэнергии	67,4	65,3	59,6	58,5	62,79
Источники тепловой энергии, в том числе	67,4	65,3	59,6	58,5	62,79
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	52,4	50,3	44,6	43,5	62,79
прочие источники (ведомственные котельные)	15,0	15,0	15,0	15,0	0,0
г. Белокуриха					
Потребление теплоэнергии	137,8	133,3	145,0	143,9	105,8
Источники тепловой энергии, в том числе	137,8	133,3	145,0	143,9	105,8
ТЭЦ, в том числе	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
котельная	137,8	133,3	145,0	143,9	105,8

1	2	3	4	5	6
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Бийск					
Потребление теплоэнергии	1719,0	1780,4	1844,4	1875,1	1810,0
Источники тепловой энергии, в том числе	1719,0	1780,4	1844,4	1875,1	1810,0
ТЭЦ, в том числе	1611,7	1696,7	1775,0	1817,5	1706,2
энергокомпаний	1611,7	1696,7	1775,0	1817,5	
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	
муниципальные котельные	107,3	83,7	69,4	57,6	103,8
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Заринск					
Потребление теплоэнергии	322,1	316,3	316,0	313,0	848,5
Источники тепловой энергии, в том числе	322,1	316,3	316,0	313,0	848,5
ТЭЦ, в том числе	310,7	304,8	305,3	302,3	843,5
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0	0,0
промышленных предприятий	310,7	304,8	305,3	302,3	843,5
муниципальные котельные	11,4	11,5	10,7	10,7	5,0
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0	
г. Камень-на-Оби					
Потребление теплоэнергии	156,0	140,2	111,9	104,0	93,8
Источники тепловой энергии, в том числе	156,0	140,2	111,9	104,0	93,8
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	156,0	140,2	111,9	104,0	93,8
прочие источники (ведомственные котельные)					
г. Новоалтайск					
Потребление теплоэнергии	268,0	254,3	268,0	258,1	191,2
Источники тепловой энергии, в том числе	268,0	254,3	268,0	258,1	191,2
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	185,2	173,4	182,2	176,3	185,3
прочие источники (ведомственные котельные)	82,8	80,9	82,8	81,8	5,7
г. Рубцовск					
Потребление теплоэнергии	568,7	565,9	593,46	592,9	360,7
Источники тепловой энергии, в том числе	568,7	565,9	593,46	592,9	360,7
ТЭЦ, в том числе	432,0	430,3	0,0	0,0	360,7
энергокомпаний	432,0	430,3	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные, в т.ч.	20,8	19,2	20,8	20,0	0,0
тепловая станция	115,9	116,4	572,66	572,9	360,7
г. Славгород					
Потребление теплоэнергии	120,6	107,8	109,5	103,1	112,7
Источники тепловой энергии, в том числе	120,6	107,8	109,5	103,1	112,7
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
котельные	120,6	107,8	78,9	72,5	112,7
г. Яровое					
Потребление теплоэнергии	245,4	252,1	250,5	256,9	196,7
Источники тепловой энергии, в том числе	245,4	252,1	250,5	256,9	196,7
ТЭЦ, в том числе	245,4	252,1	250,5	256,9	196,7
энергокомпаний	245,4	252,1	250,5	256,9	196,7
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
котельные					
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЗАТО Сибирский					
Потребление теплоэнергии	102,7	89,8	78,9	72,4	57,7
Источники тепловой энергии, в том числе	102,7	89,8	78,9	72,4	57,7
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0	
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0	
котельные	102,7	89,8	78,9	72,4	57,7

3.6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Алтайском крае.

Среди промышленных предприятий региона крупными потребителями, в силу специфики технологических процессов, являются АО «Алтай-Кокс», ОАО «Кучуксульфат», филиал «Бийский олеумный завод» ФКП «Завод им. Я.М. Свердлова» и ОАО «Черемновский сахарный завод».

Таблица 9

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в 2020 году

Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Источник покрытия тепловой нагрузки	Параметры пара	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
Филиал АО «Бийскэнерго» - «БийскЭнергоТеплоТранзит», г. Бийск	оказание услуг по передаче тепловой энергии	Бийская ТЭЦ-1	-	594,55
АО «Алтай-Кокс», г. Заринск	производство кокса и химической продукции	собственная ТЭЦ	$P_0 = 10$ кгс/см ² , $T_0 = 250$ °С	375,68
ОАО «Кучуксульфат», р. п. Степное озеро Благовещенского района	производство химической продукции	собственная ТЭЦ	$P_0 = 40$ кгс/см ² , $T_0 = 440$ °С	15,70

Таблица 10

Характеристика систем централизованного теплоснабжения городских округов Алтайского края в 2020 году

Наименование города	Наименование теплоисточника	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
1	2	3
г. Алейск	котельные	30,25
г. Барнаул	Барнаульская ТЭЦ-2	776,37
	Барнаульская ТЭЦ-3	1130,88
	БТСК	122,38
	Барнаульская ГТ ТЭЦ	0,0
	котельные	82,78
г. Белокуриха	котельные	45,18
	Белокурихинская ГП ТЭС	0,0
г. Бийск	Бийская ТЭЦ-1	638,79
	котельные	48,59
г. Заринск	ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	375,68
	котельные	5,015
г. Новоалтайск	котельные	185,33
г. Рубцовск	ЮТС АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»	284,9
	котельные	13,7
г. Славгород	котельные	79,96
ЗАТО Сибирский	котельная	39,6
г. Яровое	ТЭЦ г. Яровое МУП «ЯТЭК»	65,6

3.7. Структура установленной электрической мощности на территории Алтайского края

Особенность энергетической системы Алтайского края заключается в том, что выработка электроэнергии на территории региона осуществляется исключительно тепловыми электростанциями типа ТЭЦ.

Таблица 11

Структура установленной мощности на территории Алтайского края по состоянию на 01.01.2021

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
ВСЕГО	1572,509	100,0
в том числе		
АЭС	0,0	0,0
ТЭС	1572,509	100,0
в том числе		
КЭС	0,0	0,0
из них ПГУ	0,0	0,0
ТЭЦ	1520,909	96,7
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	51,6	3,3
ГЭС	0,0	0,0
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии	0,0	0,0
в том числе	0,0	0,0
ветровые ЭС	0,0	0,0
мини-ГЭС	0,0	0,0
гео ТЭС	0,0	0,0
солнечные ЭС	0,0	0,0
Прочие	0,0	0,0

Суммарная установленная мощность электростанций Алтайского края по состоянию на 01.01.2021 в зоне централизованного электроснабжения составляет 1572,509 МВт.

С 01.01.2020 введена Южная тепловая станция установленной мощностью 6 МВт (ТГ-1 Р-6-1,3/0,12) и произведена перемаркировка ТГ-4 Бийской ТЭЦ-1 с увеличением установленной мощности на 10 МВт (установленная мощность ТГ-4 60 МВт).

3.8. Состав существующих электростанций Алтайского края

В настоящее время основной проблемой существующих электростанций остается старение энергетического оборудования. К 2020 году возраст 30 и более лет имеет оборудование суммарной установленной мощностью 836,0 МВт, что составляет 53,2 % от установленной мощности электростанций энергосистемы Алтайского края.

Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Бийская ТЭЦ-1, Южная тепловая станция находятся под управлением ООО «СГК», их суммарная доля составляет 80,85% от суммарной установленной мощности электростанций функционирующих на территории Алтайского края. ТЭЦ АО «Алтай-Кокс» принадлежит ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»), ее доля от суммарной установленной мощности электростанций функционирующих на территории Алтайского края составляет 12,72 %. Доля ТЭЦ иных собственников и ТЭЦ промышленных предприятий составляет 6,43%.

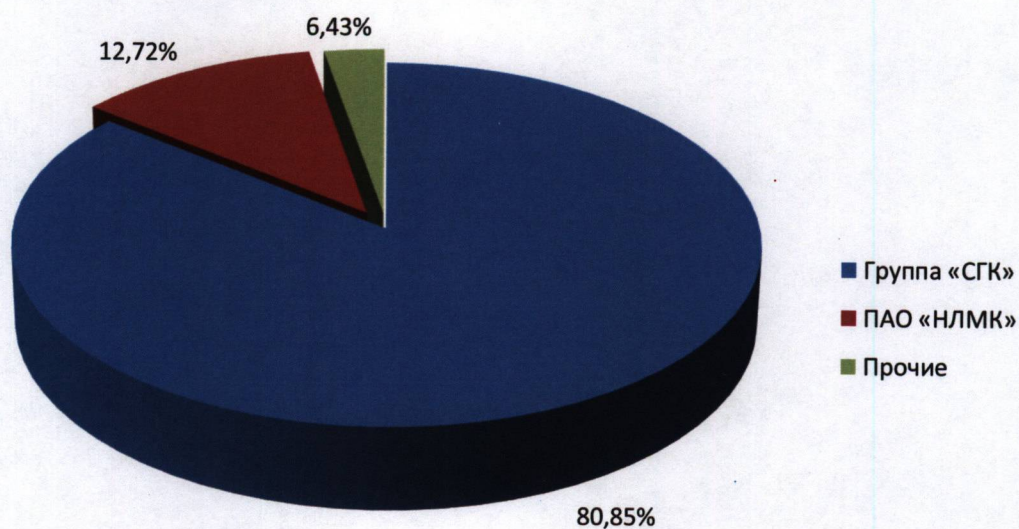


Рисунок 2. Структура установленной мощности по видам собственности

Таблица 13

Состав (перечень) электростанций мощностью 5 МВт и выше в Алтайском крае по состоянию на 31.12.2020
(по данным генерирующих компаний)

Наименование (компания)	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность	
						МВт	Гкал/ч, (т/ч)
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Электростанции группы «СГК», всего						1271,409	4547,75
в том числе: Барнаульская ТЭЦ-2, АО «Барнаульская генерация»						300,509	1148,0
	ТГ 05	паровая турбина ПТ-60-120/13	1962	каменный уголь марки Д, природный газ, растопочное топливо – мазут	г. Барнаул, ул. Бриллиантовая, д. 2	60,0	139,0
	ТГ 06	паровая турбина ПР-60-120/13	1963			60,0	139,0
	ТГ 07	паровая турбина Р-50-130-1	1967			50,509	165,0
	ТГ 08	паровая турбина Т 65-130-2М	2014			65,0	103,0
	ТГ 09	паровая турбина Т 65-130-2М	2014			65,0	103,0
	КП 06	котел паровой БКЗ 210-140Ф	1961	уголь		-	126,0
	КП 07	котел паровой БКЗ 210-140Ф	1962	уголь		-	126,0

1	2	3	4	5	6	7	8
	КП 09	котел паровой БКЗ 210-140ФГ	1964	газ		-	126,0
	КП 10	котел паровой БКЗ 220-140Ф	1967	уголь		-	132,0
	КП 11	котел паровой БКЗ 250-140Ф	1967	уголь		-	150,0
	КП 12	котел паровой БКЗ 250-140Ф	1968	уголь		-	150,0
	КП 13	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1969	уголь		-	126,0
	КП 14	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1970	уголь		-	126,0
	КП 15	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1971	уголь		-	126,0
	КП 16	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1971	уголь		-	126,0
	КП 17	котел паровой БКЗ 210-140-2	1972	уголь		-	126,0
	КП 18	котел паровой БКЗ 210-140-2	1973	уголь		-	126,0
Барнаульская ТЭЦ-3, АО «Барнаульская ТЭЦ-3»		3 паровые турбины, 5 паровых котлов, 7 водогрейных котлов, 2 паровых котла вертикально- водотрубных		канско- ачинский уголь, природный газ, мазут	г. Барнаул, ул. Тракторная, д. 7	445,0	1450,0
	ТА 1	паровая турбина ПТ-80/100-130/13	1982			80,0	180,0
	ТА 2	турбина Т-175/210-130	1983			175,0	270,0
	ТА 3	турбина	1986			190,0	270,0

1	2	3	4	5	6	7	8
		Т-190/220-130					
	КА 1	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1981	уголь		-	
	КА 2	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1983	уголь		-	
	КА 3	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1983	уголь		-	
	КА 4	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1985	уголь		-	
	КА 5	паровой котел БКЗ-420-140ПТ-2	1986	уголь		-	
	КВ 01	котел водогрейный ПТВМ-100	1977	мазут		-	100,0
	КВ 02	котел водогрейный ПТВМ-100	1977	мазут		-	100,0
	КВ 03	котел водогрейный ПТВМ-100	1978	мазут		-	100,0
	КВ 04	котел водогрейный КВГМ-116,3-150	1987	газ		-	100,0
	КВ 05	котел водогрейный КВГМ-116,3-150	1989	газ		-	100,0
	КВ 06	котел водогрейный КВГМ-116,3-150	1992	газ		-	100,0
	КВ 07	котел водогрейный КВГМ-116,3-150	1994	газ		-	100,0
	КП 08	паровой котел ДЕ-25-14-225ГМ	1995	мазут		-	15,0
	КП 09	паровой котел	1995	мазут		-	15,0

1	2	3	4	5	6	7	8
		ДЕ-25-14-225ГМ					
Районная водогрейная котельная, АО «Барнаулская теплосетевая компания»		5 водогрейных котлов		природный газ, резервное топливо – мазут	г. Барнаул, ул. Космонавтов, д. 14 ж		500,0
	ВК 1	котел водогрейный ПТВМ-100	1969	газ		-	100,0
	ВК 2	котел водогрейный ПТВМ-100	1969	газ		-	100,0
	ВК 3	котел водогрейный ПТВМ-100	1974	газ		-	100,0
	ВК 4	котел водогрейный ПТВМ-100	1974	газ		-	100,0
	ВК 5	котел водогрейный ПТВМ-100	1975	газ		-	100,0
Бийская ТЭЦ-1, АО «Бийскэнерго»		7 паровых турбин, 8 паровых котлов		каменный уголь марки Д, растопочно е топливо – мазут	г. Бийск	519,9	1089,0
	ТГ 1	паровая турбина ПТ-25-90/10	1957			25,0	108,0
	ТГ 3	паровая турбина ПТ-50-130/13	1965			50,0	128,0
	ТГ 4	паровая турбина ПТ-60/65-12,8/1,27	1966			60,0	128,0
	ТГ 5	турбина Т-50-130	1967			50,0	92,0
	ТГ 6	турбина	1974			110,0	175,0

1	2	3	4	5	6	7	8
		Т-100/120-130-3					
	ТГ 7	турбина Т-110/120-130-4	1988			110,0	175,0
	ТГ 8	турбина Т-114,9/120-130	1990			114,9	175,0
	КП 7	паровой котел БКЗ-210-140Ф	1966	уголь		-	126,0
	КП 10	паровой котел БКЗ-210-140-7	1972	уголь		-	126,0
	КП 11	паровой котел БКЗ-210-140-7	1973	уголь		-	126,0
	КП 12	паровой котел БКЗ-210-140-7	1976	уголь		-	126,0
	КП 13	паровой котел БКЗ-210-140	1976	уголь		-	126,0
	КП 14	паровой котел ТПЕ-430-А	1988	уголь		-	300,0
	КП 15	паровой котел ТПЕ-430-А	1990	уголь		-	300,0
	КП 16	паровой котел ТПЕ-430-А	2002	уголь		-	300,0
АО «РубТЭК», Южная тепловая станция	ТГ 01	паровая турбина Р-6-1-1,3/0,12	2020		Рубцовск, ул. Красная, 100	6,0	360,75
2. Прочие производители электроэнергии и станции промышленных предприятий – всего						301,1	1846,7
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»		3 паровые турбины, 4 паровых котла		коксовый газ, мазут, горючая	г. Заринск, ул. Притаежная, д. 2	200,0	1321,0

1	2	3	4	5	6	7	8
				смесь			
	ТГ 1	паровая турбина ПТ-60-130/13	1981			60,0	138,0
	ТГ 2	паровая турбина ПТ-60-130/13	1982			60,0	138,0
	ТГ 3	паровая турбина ПТ-80-130/13	1987			80,0	185,0
	КА 1	паровой котел БКЗ-320-140ГМ7	1981	коксовый газ, мазут, горючая смесь		-	285,0
	КА 2	паровой котел БКЗ-320-140ГМ7	1982	коксовый газ, мазут, горючая смесь		-	285,0
	КА 3	паровой котел БКЗ-420-140НГМ	1985	коксовый газ, мазут, горючая смесь		-	375,0
	КА 4	паровой котел БКЗ-420-140НГМ	1995	коксовый газ, мазут, горючая смесь		-	375,0
Барнаульская ГТ ТЭЦ		4 газотурбинные установки		природный газ	г. Барнаул, ул. Ткацкая, д. 77г	36,0	80,0
	1	ГТЭ-009	2007	газ		9,0	20,0
	2	ГТЭ-009	2007	газ		9,0	20,0
	3	ГТЭ-009	2007	газ		9,0	20,0
	4	ГТЭ-009	2007	газ		9,0	20,0

1	2	3	4	5	6	7	8
ТЭЦ г. Яровое, МУП «ЯТЭК»		2 паровые турбины и 3 паровых котла		Кузнецкий уголь	г. Яровое, пл. Предзаводская, д. 1	24,0	150,0
	ТА 6	паровая турбина ПТ- 12-35/10М	2008			12,0	
	ТА 7	паровая турбина Р-12-35/5	2010			12,0	
	КА 7	паровой котел БКЗ-50-39ф	1963			-	39,5
	КА 9 КА 10	паровой котел БКЗ-75-39ф (2 шт.)	1970 1970	уголь		-	59,3 59,3 59,3
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»		3 турбогенератора и 6 котлоагрегатов		уголь, резервное топливо – мазут	Благовещенский район, р.п. Степное Озеро	18,0	201,5
	ТГ 1	турбина П-6-35/5	1992			6,0	
	ТГ 4	турбина ПР-6-35/10/5	1976			6,0	
	ТГ 5	турбина ПР-6-35/10/5	1979			6,0	
	КА 1 КА 2 КА 3	паровой котел ТП-35-У (3 шт.)	1962, 1963, 1964	уголь, мазут		27,9 27,9 27,9	24 24 24
	КА 4 КА 5 КА 6	паровой котел К-50-40 (3 шт.)	1976, 1982, 1983	уголь, мазут		39,9 39,9 39,9	34,3 34,3 34,3
Белокурихинская ГП ТЭС,ООО «ЭнергоПромКапитал»		8 ГПА Caterpillar				15,6	16,2
	ГПА 1 ГПА 2	газопоршневой агрегат Caterpillar	2009	природный газ		1,95 1,95	

1	2	3	4	5	6	7	8						
	ГПА 3	G3520 C				1,95							
	ГПА 4					1,95							
	ГПА 5					1,95							
	ГПА 6					1,95							
	ГПА 7					1,95							
	ГПА 8					1,95							
	КУ 1					котел-утилизатор №-25-750/4000-1Н		2009				-	2,025
	КУ 2											2,025	
	КУ 3	2,025											
	КУ 4	2,025											
	КУ 5	2,025											
	КУ 6	2,025											
	КУ 7	2,025											
	КУ 8	0,0											
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»		3 паровые турбины, 5 паровых котлов		природный газ, мазут – резервное топливо	Павловский р-н, с. Черемное, Станционный переулок, д. 1	7,5	78,0						
	2519	Турбина паровая Р-21/3*2,5	1993			2,5							
	2511	Турбина паровая Р-21/3*2,5	1992			2,5							
	6291	Турбина паровая Р-15/3*2,5	1998			2,5							
	17109	котел Е 50-24-380 ГМ	2017	газ, мазут		7,5	29,5						
	90587	котел ДЕ 25-24-380 ГМ	1990	газ, мазут		7,5	11,8						
	2505	котел ДЕ 25-24-380 ГМ	1992	газ, мазут		7,5	11,8						
	2509	котел ДЕ 25-24-380	1993	газ, мазут		7,5	11,8						

1	2	3	4	5	6	7	8
		ГМ					
	2300	котел ДЕ 16-24-380 ГМ	2002	газ, мазут		7,5	10,3
Итого						1572,509	6394,45

3.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В Алтайском крае электрическая энергия вырабатывается исключительно на тепловых электростанциях.

Таблица 14

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций в Алтайском крае за период 2019–2020 годов (по данным генерирующих компаний)

Наименование объекта	Выработка электроэнергии в 2019 году, млн. кВт·ч	Выработка электроэнергии в 2020 году, млн. кВт·ч	Доля в 2020 году, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
1	2	3	4	5
Барнаульская ТЭЦ-2	1171,5	1003,6	17,79	-14,33
Барнаульская ТЭЦ-3	2177,3	2010,8	35,65	-7,65
Бийская ТЭЦ-1	1949,6	1789,3	31,73	-8,22
Южная тепловая станция АО «РубТЭК»	0,0	19,13	0,34	100,00
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	764,1	652,9	11,58	-14,56
Барнаульская ГТ ТЭЦ	1,36	14,2	0,25	945,59
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	49,6	41,6	0,74	-16,06
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	64,3	65,2	1,15	1,35
Белокурихинская ГП ТЭС	14,6	12,2	0,22	-16,44
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	24,3	31,2	0,55	28,36
Итого, в том числе:	6216,6	5640,1	100	-9,27
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе:	6216,6	5640,1	100	-9,27
КЭС, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0
ПГУ	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ, в том числе:	6216,6	5640,1	100	-9,27
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0
ветровые ЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
мини-ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
гео ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
солнечные ЭС	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 15

**Структура производства электроэнергии в Алтайском крае по видам
собственности по состоянию на 01.01.2021
(по данным генерирующих компаний)**

Собственник	Наименование объекта	Установлен ная мощность, МВт	Производство электроэнерг ии, млн. кВт·ч	Доля производст ва, %
АО «Барнаульская генерация» (группа «СГК»)	Барнаульская ТЭЦ-2	300,509	1003,6	17,79
АО «Барнаульская ТЭЦ-3» (группа «СГК»)	Барнаульская ТЭЦ-3	445,0	2010,8	35,65
АО «Бийскэнерго» (группа «СГК»)	Бийская ТЭЦ-1	519,9	1789,3	31,73
АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» АО «РТК» (группа «СГК»)	Южная тепловая станция	6,0	19,1	0,34
АО «Алтай-Кокс» (ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»))	ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	200,0	652,9	11,58
АО «ГТ Энерго»	Барнаульская ГТ-ТЭЦ	36,0	14,2	0,25
ООО «ТПК «Ресурс»	МУП «ЯТЭК»	24,0	41,6	0,74
ОАО «Кучуксульфат»	ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	18,0	65,2	1,15
ООО «ЭнергоПромКапитал»	Белокурихинская ГП ТЭС	15,6	12,2	0,22
ОАО «Черемновский сахарный завод» (ДЗО ОАО «Южный Сахар - Холдинг»)	ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	7,5	31,2	0,55
Итого		1572,509	5640,1	100,0

В Алтайском крае к концу 2020 года было два основных собственника (группа «СГК» и ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»)), на долю которых приходилось основная часть произведенной электроэнергии.

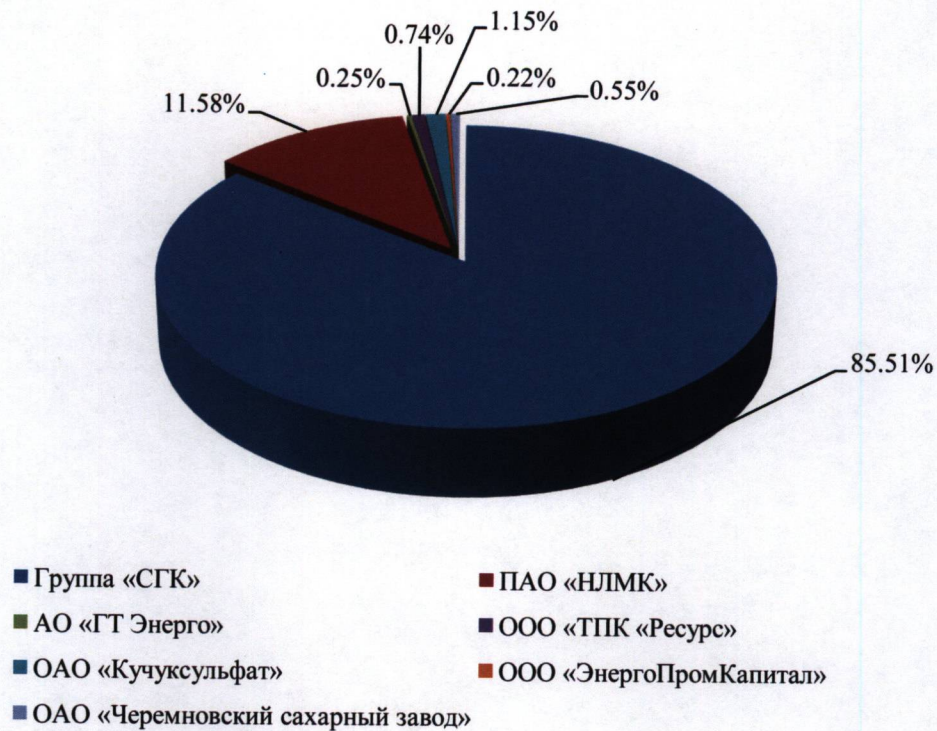


Рисунок 3. Структура выработки электроэнергии по видам собственности на территории Алтайского края в 2020 году

3.10. Анализ и характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Алтайского края за период 2016–2020 годов

Покрывание максимума потребления обеспечивается мощностями действующих электростанций на территории энергосистемы и за счет сальдо перетоков мощности из смежных энергосистем.

Таблица 16

Баланс мощности энергосистемы Алтайского края на час максимума энергосистемы Алтайского края за период 2016–2020 годов

Показатели	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
Баланс мощности на час максимума энергосистемы Алтайского края					
Дата максимума энергосистемы Алтайского края (время московское)	22.11.2016 14:00	18.12.2017 6:00	26.01.2018 7:00	08.02.2019 06:00	10.12.2020 6:00
Максимальное потребление мощности	1780,3	1779,8	1808,2	1711,8	1665,8
Нагрузка электростанций, всего, в том числе	1169,5	1034,7	1131,6	955,4	775,9
ТЭС,	1029,6	906,2	1051,6	851,8	700,3

тыс. кВт

1	2	3	4	5	6
в том числе					
Барнаульская ТЭЦ-2	208,5	213,3	237,6	184,3	172,9
Барнаульская ТЭЦ-3	388,6	395,6	395,1	389,1	307,5
Бийская ТЭЦ-1	427,1	290,4	408,9	268,7	209,7
Барнаульская ГТ ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Белокурихинская ГП ТЭС	5,5	7,0	10,0	9,7	6,7
Южная тепловая станция АО «РубТЭК»	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5
Электростанции промпредприятий, в том числе	139,9	128,4	80,0	103,6	75,6
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	111,9	101,3	53,6	83,7	54,9
МУП «Рубцовский тепловой комплекс»	-	-	-	-	-
ТЭЦ ООО «ИДК»	8,0	0,0	-	-	-
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	12,0	11,5	12,0	9,8	5,5
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	8,0	10,4	9,0	9,3	8,3
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	0,0	5,2	5,4	0,8	6,8
Сальдо перетоков	610,8	745,2	676,6	756,4	889,9

Теплоэлектростанциями Алтайского края производится около 3/4, потребляемой регионом электроэнергии. В период 2016–2020 годов сложилась отрицательная тенденция доли собственной выработанной электроэнергии в общем объеме электропотребления. Так если в 2016 году доля вырабатываемой в крае электроэнергии в общем объеме электропотребления составляла 74,9 %, то в 2020 году этот показатель равен 57,3 %.

Таблица 17

Баланс электрической энергии энергосистемы Алтайского края за период 2016–2020 годов (по данным Системного оператора)

Показатели	Единица измерения	Годы				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление по территории энергосистемы	млн. кВт·ч	10295,8	10222,7	10248,5	10067,8	9848,9
Выработка всего, в том числе	млн. кВт·ч	7713,6	7357,5	6897,0	6216,6	5640,1
АЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	млн. кВт·ч	7713,6	7357,5	6897,0	6216,6	5640,1
КЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7
ТЭЦ	млн. кВт·ч	7713,6	7357,5	6897,0	6216,6	5640,1
ВИЭ	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдированное получение электроэнергии Алтайским краем	млн. кВт·ч	2582,2	2865,2	3351,5	3851,2	4208,8

В 2016 году выработка электроэнергии в Алтайском достигла максимального значения. В 2020 году выработка электроэнергии снизилась до 5640,1 млн. кВт·ч. Потребность в электроэнергии на территории энергосистемы Алтайского края с 2016 по 2020 годы покрывалась, в том числе за счет перетоков электроэнергии из смежных энергосистем. Сальдированное получение электроэнергии увеличилось и в 2020 году составило 4208,8 млн. кВт·ч в год.

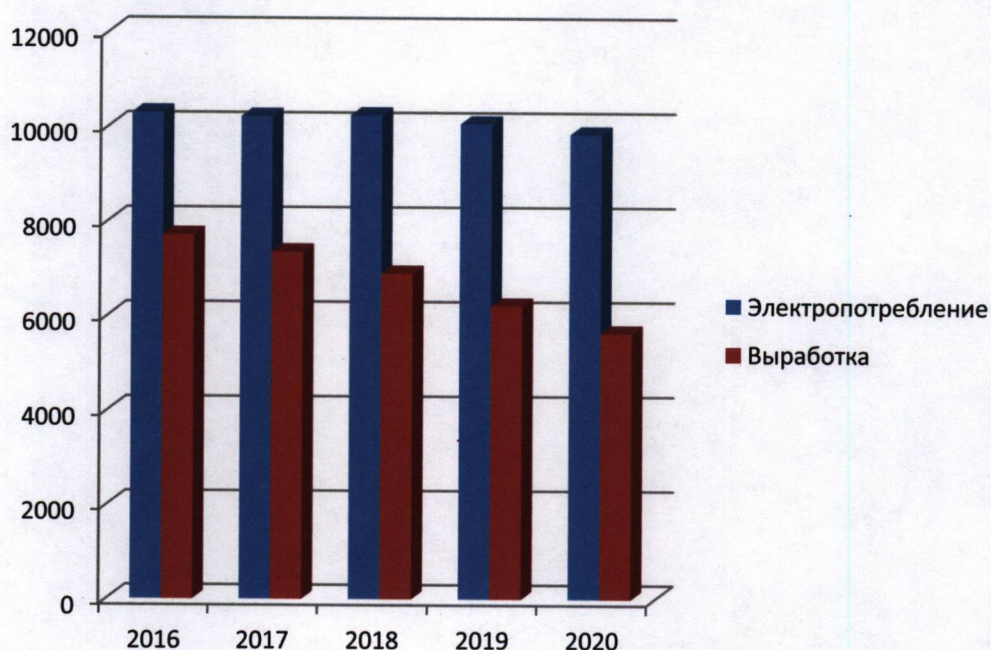


Рисунок 4. Электропотребление и выработка электроэнергии в энергосистеме Алтайского края за период 2016 – 2020 годов

3.11. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за период 2016–2020 годов

Энергоемкость ВРП Алтайского края в период 2016–2020 годов снизилась с 19,7 кг у.т. на 1000 рублей в 2016 году, до 16,0 кг у.т. на 1000 рублей в 2020 году.

Потребление электроэнергии на душу населения в период 2016–2020 годов выросло. Причиной этого является улучшение уровня жизни, проживающих в регионе и рост жилищного строительства. В этой связи очевидна необходимость внедрения в повседневную жизнь энергосберегающих технологий.

**Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности
Алтайского края в период 2016–2020 годов**

Наименование показателей, единицы измерения	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Энергоемкость ВРП, кг у.т./1000 руб.	19,7	19,00	18,3	18,0	16,0
Электроемкость ВРП, тыс. кВт·ч/1000 руб. (или кВт·ч/руб.)	0,021	0,021	0,2	0,2	0,2
Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел.	1123,2	1123,2	1123,2	1123,2	1123,2
Электровооруженность труда в экономике, кВт·ч на одного занятого в экономике	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0	9800,0

3.12. Основные характеристики электросетевого хозяйства Алтайского края классом напряжения 110 кВ и выше

Электрические сети классом напряжения 110 кВ и выше в Алтайском крае включают в себя (приложение № 2):

магистральные сети классов напряжения 220, 500, 1150 кВ
распределительные сети 110 кВ, находящиеся на балансе ЗСП МЭС;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе Алтайэнерго;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе БСК;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ и выше, находящиеся на балансе Западно-Сибирской дирекции по энергоснабжению;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе ООО Энергия-Транзит;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе ООО «Заринская сетевая компания»;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе ООО «Регион-Энерго».

ПС классом напряжения 110 кВ и выше в Алтайском крае включают в себя:

ПС 1150 кВ, ПС 500 кВ и 220 кВ ЗСП МЭС;

ПС 110-220 кВ Западно-Сибирской дирекции по энергоснабжению;

ПС 110 кВ Алтайэнерго;

ПС 110 кВ СК Алтайкрайэнерго;
 ПС 110 кВ БСК;
 ПС 110 кВ ООО «Энергия-Транзит»;
 ПС 110 кВ ООО «Регион-Энерго»;
 ПС 110 кВ ООО «Заринская сетевая компания»;
 ПС 110 кВ ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания».

ПС 220 – 1150 кВ энергосистемы Алтайского края: ПС 1150 кВ Алтай (подключена на напряжение 500 кВ и работает в качестве переключательного пункта), 2 ПС 500 кВ Барнаульская и Рубцовская, имеющие связь между собой по ВЛ 500 кВ, и 14 ПС 220 кВ Чесноковская, Власиха, Бийская, Южная, Светлая, Горняк, Урываево, Плотинная, Смазнево, Троицкая, Тягун, Шпагино, Световская и Ларичиха.

Перечень существующих ЛЭП и ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, приведен в приложениях № 1 и № 2.

Таблица 19

Сводные данные по ПС класса напряжения 110 кВ и выше
 (по состоянию на 31.12.2020)

Показатель	Класс напряжения ПС, кВ			
	110	220	500	1150
Количество, шт.	202	14	2	1

3.13. Основные внешние электрические связи энергосистемы Алтайского края

Энергосистема Республики Алтайи Алтайского края, входящая в Объединенную энергосистему Сибири, связана с энергосистемами соседних субъектов Российской Федерации и Объединенной энергосистемой Республики Казахстан.

На территорию Алтайского края электрическая энергия поступает из Новосибирской и Кемеровской областей, с территории региона осуществляется транзит электрической энергии на территорию Республики Алтай, а также в Республику Казахстан по межсистемным линиям электропередачи напряжением 220 и 500 кВ.

Для обеспечения потребности Алтайского края в электрической энергии и мощности переток осуществляется по межсистемным линиям электропередачи напряжением 110, 220 и 500 кВ.

Поступление и отпуск электрической энергии (мощности) на территории Алтайского края в смежные субъекты Российской Федерации (Республика Алтай, Новосибирская область, Кемеровская область) за 2016–2020 годы представлена в таблице 21.

**Внешние электрические связи
энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края**

№ п/п	Класс напряжения	Наименование ЛЭП	Протяженность по территории Алтайского края, км
1	2	3	4
на границе с Красноярской энергосистемой			
1	500 кВ	ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская	134,68
с Кузбасской энергосистемой			
2	500 кВ	ВЛ 500 кВ Новокузнецкая – Барнаульская	163,5
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Смазнево – Артышта	54,7
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Бачатская – Тягун (ВЛ БТ-228)	17,7
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бенжереп-2 – Ельцовская (ВЛ БЕ-26)	48,8
на границе с Новосибирской энергосистемой			
6	500 кВ	ВЛ 500 кВ Заря – Алтай	51,8
7	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ларичиха – Сузун	40,4
8	220 кВ	ВЛ 220 кВ Сузун – Светлая (ВЛ СС-211)	27,33
9	220 кВ	ВЛ 220 кВ Урываево – Зубково	28,9
10	220 кВ	ВЛ 220 кВ Световская – Краснозерская	83,01
11	220 кВ	ВЛ 220 кВ Барнаульская – Плотинная*	
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Усть-Тальменская – Ново-Черепановская (Ю-13 Усть-Тальменская – Ново-Черепановская)	43,1
13	110 кВ	ВЛ 110 кВ Посевная – Усть-Тальменская с отпайками (Ю-14)	43,1
14	110 кВ	ВЛ 110 кВ Крутихинская – Кочки с отпайкой на ПС Волчнобурлинская (ВЛ КК-113)	68,6
на границе с ОЭС Республики Казахстан			
15	500 кВ	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (ВЛ-1104)	372,23
16	500 кВ	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	163,4
17	500 кВ	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская	79,5
18	110 кВ	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда (Л-125)	22,56
19	110 кВ	ВЛ 110 кВ Щербакты – Кулунда (Л-126/1)	22,56
20	110 кВ	ВЛ 110 кВ Павлодарская – Кулунда	21,6
21	110 кВ	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №1	8,4
22	110 кВ	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №2	8,4

*- участок ВЛ 220 кВ Барнаульская – Плотинная проходит по территории Новосибирской области



Рисунок 5. Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края

Таблица 21

Поступление и отпуск электрической энергии (мощности) на территории Алтайского края в смежные субъекты Российской Федерации (Республика Алтай, Новосибирская область, Кемеровская область) за 2016–2020 годы (по данным сетевых компаний)

тыс. кВт

№ п/п	Наименование ВЛ	2016 год		2017 год		2018 год		2019 год		2020 год	
		поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ПС 110/10 №14 Майминская (ВЛ-110 ОМ-139) оп. № 103	550,260	165 940,552	95,650	161 933,748	94,345	159 426,369	156,637	155 780,688	730,52	133 606,54
2	ПС 110/10 № 14 Майминская (ВЛ-110 БМ-85) оп. № 103	2 208,124	141 066,021	513,387	132 236,890	12,032	131 669,150	1 450,983	127 193,050-	1 346,73	114 920,82
3	ПС 110/10 №12 Дмитриевка (ВЛ-110 ДН-86) оп. № 217	60,662	74 881,908	2,418	75 136,725	9,745	71 964,186	12,875	69 841,142	91,671	65 133,365
4	ПС 110/10 № 21 Чергинская (ВЛ-110 ПЧ-3) оп. № 144	1 018,686	159 867,122	389,487	151 295,411	475,519	151 862,203	608,160	144 919,591	18 599,5	118 877,11
5	ПС 110/10 № 48 Ч- Ануйская (ВЛ-110 СС-178) оп. № 90	0,000	2 350,173	0,000	1 962,268	0,000	2 419,403	0,000	2 349,760-	0,000	2 485,936
6	ПС 110/10 № 48 Ч- Ануйская (ВЛ-110 СС-179) оп. № 90	0,000	1 053,193	0,000	1 399,630	0,000	1 018,753	0,000	1 042,823	0,000	965,893
7	ВЛ 10 кВ 14-4 Ая (перед с. Подгорное), оп. № 457/31/44	20,517	122,285	26,527	-	36,310	0,000	36,682	0,000	48,824	0,000
8	ВЛ 10 кВ 14-4 Ая оп. № 174	7 298,023	-	7 253,096	-	7 601,828	0,000	7 399,663	0,000	7 312,098	0,000
9	ВЛ 10 кВ 14-25 поселок Катунь оп. № 174	4 487,717	-	4 521,885	-	5 039,684	0,000	5 143,910	0,000-	4 546,230	0,000
10	ВЛ 10 кВ 20-11 Союзга оп. № 117/12	624,177	-	581,324	-	692,153	0,000	704,998	0,000	607,456	0,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	ВЛ 10 кВ 20-14 Каянча оп. № 25	2 648,087	-	2 175,618	-	4 443,798	0,000	5 250,654	0,000	6 360,46	0,000
12	Бенжереп-Ельцовка ВЛ-110 кВ БЕ-26	21,722	179,375	20,316	8 771,868	28,860	3 882,763	1,234	49,658	5,218	91,400
13	ПС Усть-Тальменская ВЛ-110 кВ Ю-13	11 695,552	31 703,892	11 236,456	27 478,308	9 062,328	24 545,180	23 629,584	13 007,500	21 594,892	8 951,844
14	ПС Усть-Тальменская ВЛ-110 кВ Ю-14	18 674,436	39 896,956	16 542,988	33 646,492	11 029,040	30 627,608	29 092,404	15 182,684	31 324,875	9 997,798
15	ПС-Кочки ВЛ-110 кВ КК-113	532,939	0,418	489,500	5,709	259,259	0,000	374,979	1,210	282,788	3,586
16	ПС Столбовская ввод Т-1	1 986,105	-	1 582,240	-	815,451	-	942,326	-	927,929	
17	ПС Столбовская ввод Т-2	881,803	-	794,849	-	464,423	-	546,338	-	807,343	
18	ПС Столбовская тсн-1	21,377	-	7,694	-	15,956	-	0,067	-	6,609	
19	ПС Столбовская тсн-2	4,723	-	16,819	-	3,801	-	10,243	-	0,589	
20	ПС В-Аллакская ввод Т-1	432,025	-	410,677	-	273,793	-	364,050	-	299,475	
21	ПС В-Аллакская ввод Т-2	240,353	-	160,266	-	76,238	-	29,771	-	135,628	
22	ПС В-Аллакская тсн-1	2,213	-	9,353	-	2,980	-	0,220	-	8,726	
23	ПС В-Аллакская тсн-2	23,480	-	12,808	-	12,712	-	7,315	-	1,583	
	Итого по филиалу ПАО «МРСК Сибири» - «Алтайэнерго»	53 432,980	617 061,895	46 843,358	593 867,049	40 450,255	577 415,615	75 763,075	529 368,106	95 039,2	455 034,3 1
24	ВЛ 220 кВ Бачатская-Тягун (ВЛ БТ-228)	510510,4	5022,0	431309,1	9021,0	397287,6	12618,07	402152,3	10245,5	487556,6	1967,1
25	ВЛ 220 кВ Артышта-Смазнево	402600,3	6478,8	295532,3	12750,0	278698,9	16720,32	285254,4	14852,6	411427,7	3331,5
26	ВЛ 220 кВ Ларичиха-Сузун	1065,0	557493,8	1372,1	449094,8	2446,71	444302,78	2563,4	448523,4	1291,6	458203,2
27	ВЛ 220 кВ Сузун-Светлая (ВЛ СС-211)	458743,6	6809,1	352235,1	7862,6	347770,7	11932,07	354125,8	12548,2	364673,9	9659,4
28	ВЛ 220 кВ Световская-Красноозерская	4903,3	344594,6	8229,0	265757,4	8481,80	210262,74	8541,2	245125,1	14648,9	225363,7
29	ВЛ 220 кВ Урываево-	17909,7	296929,2	25967,3	175940,8	25406,7	153604,79	26254,2	169254,8	39433,5	145578,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Зубково										
30	ВЛ 220 кВ Барнаульская-Плотинная	474,0	799847,0	0,0	0,0	-	-	-	-	3,4	426875,5
31	ВЛ 220 кВ Плотинная-Светлая (ВЛ ПС-212)	683364,1	5336,3	0,0	0,0	-	-	-	-	345964,6	5152,1
32	ВЛ 500 кВ ЕЭК-Рубцовская (ВЛ-552)	242534,4	1795219,4	446 681,2	661682,3	640776,9	369239,66	634125,7	414586,2	772650,4	229498,7
33	ВЛ 500 кВ Рубцовская-Усть-Каменогорская (ВЛ-554)	1657963,2	304972,6	993 720,9	256050,4	766770,3	574371,62	815264,2	509254,1	96230,1	1507047,6
34	ВЛ 500 кВ Экибастузская-Алтай ВЛ-1104)	92966,2	2601019,0	230 528,5	1355933,6	271306,6	1004159,7	295265,4	142356,7	169852,4	1325064,8
35	ВЛ-1106 Алтай-Итатская	3756241	45613,08	2977671	29930,84	3375766	21195,01	348258,7	24651,1	4412667	2213,5
	Итого по ПАО «ФСК ЕЭС» - ЗСП МЭС Алтайского края	9736138,9	6638532,2	7577633,4	4186172,36	8025056	4158828,6	7911805,3	4091398,7	6628843,5	4337988,7
36	ВЛ ДПР-2 Тягун-Артышта	-	0,0	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-
	Итого по Филиалу ОАО «РЖД» Трансэнерго	-	0,0	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-

Объем поступления и отпуска электрической энергии (мощности) в смежные субъекты Российской Федерации (Республика Алтай, Новосибирская область, Кемеровская область) за последние 5 лет изменялся циклично.

3.14. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Алтайского края в 2020 году

Основным видом топлива энергетики региона является уголь. На ТЭЦ в 2020 году в общем объеме использованного топлива доля угля составила 70,72 (в 2019 году – 85,43), доля природного газа – 1,22 (в 2019 году – 1), доля прочих видов топлива, включая мазут, – 28,06 (в 2019 году – 13,64).

Доля сжигаемого угля на котельных в 2020 году составила 70,2 от всего использованного котельными топлива. В последние годы стабильно увеличивается потребление природного газа котельными Алтайского края, доля природного газа в общем потреблении топлива в 2020 году – 13,62. Доля потребления мазута в 2020 году – менее 1.

Таблица 22

Потребление топлива электростанциями в 2020 году

тыс. т.у.т.

№ п/п	Показатель	Всего	В том числе			
			газ	уголь	нефте-топливо (мазут)	прочее топли-во
1	2	3	4	5	6	7
	Годовой расход топлива, всего, в том числе	5876,51	203,55	4126,01	17,94	1529,0
1	КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	ТЭЦ, в том числе	5510,89	67,21	3897,3	17,32	1529,0
2.1	Барнаульская ТЭЦ-2	707,93	0,0	707,09	0,84	0,0
2.2	Барнаульская ТЭЦ-3	1657,79	0,96	1653,93	2,9	0,0
2.3	Бийская ТЭЦ-1	1158,31	0,0	1156,95	1,36	0,0
2.4	ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	1532,98	0,0	0,0	3,97	1529,0
2.5	Котельная АО «РубТЭК»	187,36	0,0	179,95	7,41	0,0
2.6	ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	80,26	0,0	79,71	0,55	0,0
2.7	ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	120,0	0,0	119,71	0,29	0,0
2.8	Белокурихинская ГП ТЭС	4,18	4,18	0,0	0,0	0,0
2.9	Барнаульская ГТ ТЭЦ	5,78	5,78	0,0	0,0	0,0
2.10	ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	56,29	56,29	0,0	0,0	0,0
2.11	прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Станции промышленных предприятий, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Котельные, всего, в том числе	365,62	136,97	228,66	0,62	0,0
4.1	котельные генерирующих компаний	78,23	22,42	55,19	0,62	0,0
4.1.1	в том числе: БТСК (г. Барнаул)	1,03	0,92	0,0	0,11	0,0
4.1.2	ЮТС	54,91	0,0	54,4	0,51	0,0
4.1.3	котельная ЗАО «Теплоцентральный Белокурский район»	22,29	21,5	0,79	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7
4.2	муниципальные, ведомственные и производственные котельные	276,65	114,55	173,47	0,0	0,0
4.2.1	в том числе муниципальные котельные городов	224,35	114,55	121,75	0,0	0,0
4.2.1.1	в том числе муниципальные котельные г. Барнаула	70,21	52,03	18,18	0,0	0,0
4.2.1.2	муниципальные котельные г. Бийска	45,12	10,74	34,38	0,0	0,0
4.2.1.3	муниципальные котельные г. Рубцовска	9,42	0,0	9,42	0,0	0,0
4.2.1.4	муниципальные котельные г. Новоалтайска	40,53	33,80	6,73	0,0	0,0
4.2.1.5	муниципальные котельные г. Заринска	2,54	0,0	2,54	0,0	0,0
4.2.1.6	муниципальные котельные г. Камень-на-Оби	33,56	0,0	33,56	0,0	0,0
4.2.1.7	муниципальные котельные г.Алейска	16,36	0,0	16,36	0,0	0,0
4.2.1.8	муниципальные котельная ЗАТО Сибирский	17,35	17,35	0,0	0,0	0,0
4.2.2	другие котельные	52,3	0,0	52,3	0,0	0,0
4.2.2.1	в том числе котельные ООО «АТС Славгород»	52,3	0,0	52,3	0,0	0,0

Таким образом, в целом по энергосистеме Алтайского края доля угля в потреблении топлива электростанциями и котельными в 2020 году составила 70,21 (в 2019 году – 85,0), доля природного газа – 3,46 (в 2019 году – 2,82), остальные доли в структуре топливного баланса Алтайского края занимают прочие виды топлива и мазут.

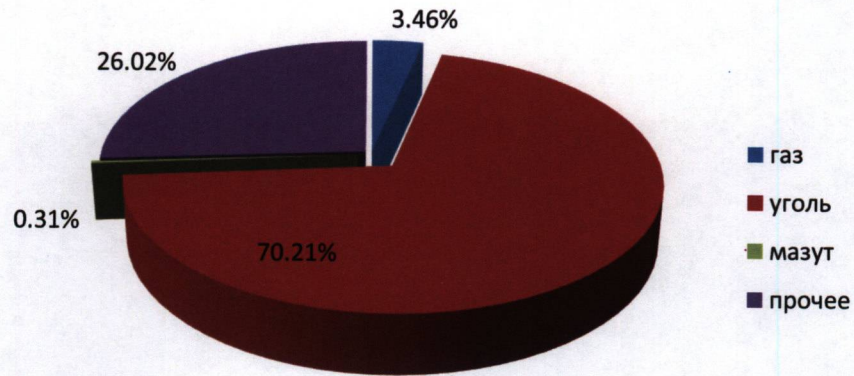


Рисунок 6. Структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Алтайского края в 2020 году, процентов

Таблица 23

УРУТ на отпуск электроэнергии и тепла по основным производителям тепла Алтайского края в 2020 году (факт)

Наименование объекта	УРУТ			
	на отпущенную электроэнергию, г/кВт·ч	на отпущенную теплоэнергию, кг/Гкал		
		общий	по электростанции	по котельной
Барнаульская ТЭЦ-2	346,4	145,0	145,0	-
Барнаульская ТЭЦ-3	276,2	177,2	177,2	-
РВК АО «Барнаульская теплосетевая компания»	-	170,1	-	170,1
Бийская ТЭЦ-1	369,4	152,3	152,3	-
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	353,82	186,5	186,5	-
АО «РубТЭК»	-	179,1	-	179,1
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	762,3	216,0	216,0	-
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	560,9	163,6	163,6	-
Белокурихинская ГП ТЭС	353,94	-	-	-
Барнаульская ГТ ТЭЦ	490,6	-	-	-
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	194,6	151,7	151,7	-
Котельные ООО «АТССлавгород»	-	500,9	-	500,9
Муниципальные котельные:				
г. Барнаула	-	193,1	-	193,1
г. Бийска	-	272,1	-	272,1
г. Рубцовска	-	286,2	-	286,2
г. Новоалтайска	-	197,8	-	197,8
г. Заринска	-	200,4	-	200,4
г. Алейска	-	303,5	-	303,5
ЗАТО Сибирский	-	157,9	-	157,9
г. Камень-на-Оби	-	269	-	269

С учетом того, что почти весь уголь, нефтепродукты и природный газ в Алтайский край поступают из других регионов Российской Федерации, можно сделать вывод о зависимости энергетической отрасли края от привозного топлива.

Таблица 24

Виды углей, используемых электростанциями и котельными генерирующими компаний за 2020 год

Вид угля	Годовой расход угля (тыс. т у.т.)	Общий расхода угля,
Всего	3897,3	100,0
Местный уголь	0,0	0,0
Привозной уголь	3897,3	100,0
в том числе		
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»: уголь каменный кузнецкий, хакасский	119,71	3,07
Барнаульская ТЭЦ-2: уголь каменный	707,09	18,14
Барнаульская ТЭЦ-3: уголь бурый (ЗБР «Разрез Бородинский»)	1653,93	42,44
Бийская ТЭЦ-1: уголь каменный кузнецкий	1156,95	29,69
Котельная АО «РубТЭК»: уголь каменный	179,71	4,61
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»: уголь каменный	79,71	2,05

3.15. ЕТЭБ Алтайского края за 2016–2020 годы

ЕТЭБ Алтайского края за рассматриваемый период отражает использование всех видов ресурсов группами потребителей в соответствии с ОКВЭД.

Таблица 25

Единый топливно-энергетический баланс Алтайского края и структура электропотребления по основным группам потребителей и видам экономической деятельности за 2016–2020 годы

тыс. т.у.т.

Годы	Уголь	Сырая нефть	Нефте- про- дукты	При- род- ный газ	Гидро- энер- гия и НВИЭ	Про- чее топли- во	Элек- тро- энер- гия	Тепло	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Производство									
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193,5	805,3	2219,8	3 218,6
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	208,4	786,3	2349,6	3 344,3
2018	39,1	0,0	0,0	0,0	0,0	214,8	848,3	2510,2	3 612,4
2019	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0	254,0	763,8	2249,3	3 310,9
2020	78,2	0,0	0,0	0,0	0,0	238,7	692,0	2409,7	3 418,6
Ввоз									
2016	4 539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	120,6	804,1	0,0	6 337,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2017	4 537,1	0,0	79,1	796,5	0,0	120,6	805,8	0,0	6 339,1
2018	4 626,5	0,0	88,6	911,3	0,0	235,0	412,1	0,0	6 273,5
2019	4 544,1	0,0	90,8	915,0	0,0	184,5	473,7	0,0	6 208,1
2020	4 507,8	0,0	91,6	918,2	0,0	181,4	517,6	0,0	6 216,6
Вывоз									
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-319,0	0,0	-319,0
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-329,0	0,0	-329,0
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-421,8	0,0	-421,8
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-429,2	0,0	-429,2
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-449,8	0,0	-449,8
Изменение запасов									
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребление первичной энергии (израсходовано)									
2016	4539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	314,1	1 290,4	2219,8	9 237,0
2017	4537,1	0,0	79,1	796,5	0,0	329,0	1 263,1	2349,6	9 354,4
2018	4665,6	0,0	88,6	911,3	0,0	449,8	838,6	2510,2	9 464,1
2019	4587,9	0,0	90,8	915,0	0,0	438,5	808,3	2249,3	9 089,8
2020	4586,0	0,0	91,6	918,2	0,0	420,1	759,8	2409,7	9 185,4
Производство энергии электростанциями									
2016	-2699,9	0	-14,5	-62,3	0	0	793,2	1201,9	-781,6
2017	-2711,9	0	-14,7	-63,2	0	0	795,2	1229	-765,6
2018	-2845,2	0	-15,9	-74,5	0	0	848,3	1356,2	-731,1
2019	-2817,2	0	-15,6	-73,7	0	0	763,8	1163,9	-978,8
2020	-2987,1	0	-16	-70,2	0	0	692	1317,2	-1064,1
Производство тепловой энергии котельными									
2016	-908,2	0	-39,1	-510,4	0	0	0	990,8	-466,9
2017	-1013,1	0	-42,1	-576,3	0	0	0	1071,7	-559,8
2018	-1151,2	0	-48,9	-614,2	0	0	0	1154	-660,3
2019	-1117,2	0	-45,9	-625,3	0	0	0	1085,4	-703,0
2020	-1113,3	0	-47,8	-643,1	0	0	0	1092,5	-711,7
Собственные нужды									
2016	0	0	0	0	0	0	-140,5	-4,8	-145,3
2017	0	0	0	0	0	0	-139,8	-5,8	-145,6
2018	0	0	0	0	0	0	-145,2	-6,6	-151,8
2019	0	0	0	0	0	0	-142,1	-6,8	-148,9
2020	0	0	0	0	0	0	-139,7	-6,5	-146,2
Потери при распределении									
2016	0	0	0	0	0	0	-162,9	-476,1	-639,0
2017	0	0	0	0	0	0	-164,7	-474,1	-638,8
2018	0	0	0	0	0	0	-138,7	-539,6	-678,3
2019	0	0	0	0	0	0	-136,1	-330,3	-466,4
2020	0	0	0	0	0	0	-135	-328,7	-463,7
Потребление конечное энергии									
2016	931,0	0,0	21,5	225,8	0,0	314,1	1 780,2	3931,6	7204,2
2017	812,1	0,0	22,3	157,0	0,0	329,0	1 753,8	4170,4	7244,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2018	669,2	0,0	23,8	222,6	0,0	449,8	1 403,0	4474,2	7242,6
2019	653,5	0,0	29,3	216,0	0,0	438,5	1 293,9	4161,5	6792,7
2020	485,6	0,0	27,8	204,9	0,0	420,1	1 177,1	4484,2	6799,7
Раздел А. Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство									
2016	65,2	0,0	1,5	15,8	0,0	22,0	124,6	275,2	504,3
2017	65,0	0,0	1,8	12,6	0,0	26,3	140,3	333,6	579,6
2018	40,2	0,0	1,4	13,4	0,0	27,0	84,2	268,5	434,6
2019	58,8	0,0	2,6	19,4	0,0	39,5	116,5	374,5	611,3
2020*	34,0	0,0	1,9	14,3	0,0	29,4	82,4	313,9	476,0
Раздел С. Добыча полезных ископаемых									
2016	37,2	0,0	0,9	9,0	0,0	12,6	71,2	157,3	288,2
2017	24,4	0,0	0,7	4,7	0,0	9,9	52,6	125,1	217,3
2018	20,1	0,0	0,7	6,7	0,0	13,5	42,1	134,2	217,3
2019	26,1	0,0	1,2	8,6	0,0	17,5	51,8	166,5	271,7
2020*	19,4	0,0	1,1	8,2	0,0	16,8	47,1	179,4	272,0
Раздел D. Обрабатывающие производства									
2016	446,9	0,0	10,3	108,4	0,0	150,8	854,5	1887,2	3458,0
2017	373,6	0,0	10,3	72,2	0,0	151,3	806,7	1918,4	3332,5
2018	281,1	0,0	10,0	93,5	0,0	188,9	589,3	1879,2	3041,9
2019	287,5	0,0	12,9	95,0	0,0	192,9	569,3	1831,1	2988,8
2020*	204,0	0,0	11,7	86,1	0,0	176,4	494,4	1883,4	2855,9
Раздел F. Строительство									
2016	46,6	0,0	1,1	11,3	0,0	15,7	89,0	196,6	360,2
2017	56,8	0,0	1,6	11,0	0,0	23,0	122,8	291,9	507,1
2018	40,2	0,0	1,4	13,4	0,0	27,0	84,2	268,5	434,6
2019	32,7	0,0	1,5	10,8	0,0	21,9	64,7	208,1	339,6
2020*	29,1	0,0	1,7	12,3	0,0	25,2	70,6	269,1	408,0
Раздел I. Транспорт и связь									
2016	83,8	0,0	1,9	20,3	0,0	28,3	160,2	353,8	648,4
2017	65,0	0,0	1,8	12,6	0,0	26,3	140,3	333,6	579,6
2018	60,2	0,0	2,1	20,0	0,0	40,5	126,3	402,7	651,8
2019	52,3	0,0	2,3	17,3	0,0	35,1	103,5	332,9	543,4
2020*	34,0	0,0	1,9	14,3	0,0	29,4	82,4	313,9	476,0
Раздел O. ЖКХ									
2016	102,4	0,0	2,4	24,8	0,0	34,6	195,8	432,5	792,5
2017	81,2	0,0	2,2	15,7	0,0	32,9	175,4	417,0	724,5
2018	80,3	0,0	2,9	26,7	0,0	54,0	168,4	536,9	869,1
2019	71,9	0,0	3,2	23,8	0,0	48,2	142,3	457,8	747,2
2020*	58,3	0,0	3,3	24,6	0,0	50,4	141,3	538,1	816,0
Прочие потребители									
2016	149,0	0,0	3,4	36,1	0,0	50,3	284,8	629,1	1152,7
2017	146,2	0,0	4,0	28,3	0,0	59,2	315,7	750,7	1304,0
2018	147,2	0,0	5,2	49,0	0,0	99,0	308,7	984,3	1593,4
2019	124,2	0,0	5,6	41,0	0,0	83,3	245,8	790,7	1290,6
2020*	106,8	0,0	6,1	45,1	0,0	92,4	259,0	986,5	1495,9

* - оперативная информация

IV. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Алтайского края

4.1. Энергосистема Алтайского края имеет следующие характерные особенности:

потребность в электрической мощности и электроэнергии Алтайской энергосистемы покрывается за счет собственного производства электроэнергии на ТЭЦ края (около 2/3) и сальдо перетоков с соседними энергосистемами;

неравномерная загрузка ТЭЦ из-за снижения тепловых нагрузок в летний период, в частности снижение нагрузки Барнаульских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 более чем в 3 раза при общем снижении потребления Алтайского края в 1,4 раза;

отсутствие концентрированной потребительской нагрузки – крупных потребителей, которые могли бы оказывать системные услуги по участию в противоаварийной разгрузке при внезапном дефиците мощности или энергии;

разветвленная и протяженная сеть класса напряжения 110 кВ и выше, а также длинные ЛЭП с большим количеством ПС;

зависимость режимов работы от величины и направления перетока Сибирь – Казахстан – Урал.

4.2. Проблемы текущего состояния энергетики на территории Алтайского края.

На начало 2021 года нормативный срок службы (более 30 лет) отработало генерирующее оборудование с суммарной мощностью 836,0 МВт (53,2 % установленной мощности всех электростанций энергосистемы Алтайского края).

Так как наиболее масштабные вводы генерирующих мощностей в Алтайском крае происходили в 1960-е и 1980-е годы, при их проектировании изначально закладывалась значительная выработка технологического пара для нужд промышленных предприятий. В связи со структурными изменениями в промышленном производстве эта составляющая тепловых нагрузок оказалась невостребованной, что привело, с одной стороны, к снижению технико-экономических показателей энергопредприятий, а с другой – к ограничениям в выработке электроэнергии.

Исходя из этого, основными проблемами функционирования генерирующих мощностей Алтайского края являются:

высокая степень физического износа основных фондов энергосистемы Алтайского края, которая достигает 70;

сокращение физических объемов капитального ремонта и модернизации основных фондов энергосистемы Алтайского края.

Далее в расчетах для перевода величин мощности принят $\cos \varphi = 0,89$, допустимая длительная перегрузка трансформаторов ПС филиала Алтайэнерго определяется в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении

требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (далее – приказ № 81).

Барнаульский энергорайон

1) В г. Барнауле с увеличением строительства жилья и объектов административно-торгового и социально-бытового назначения увеличиваются коммунально-бытовые нагрузки. В частности, в настоящее время ведется активная застройка северо-западного планировочного района города, в том числе прилегающей к нему пригородной территории – п. Спутник, п. Авиатор, с. Власиха, п. Октябрьский, п. Лесной. Электроснабжение указанных населенных пунктов в настоящее время осуществляется от ПС 110 кВ КМК.

Таблица 26

Загрузка ПС 110 кВ КМК

Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА		Номинальная мощность трансформаторов ПС с учетом коэффициентов допустимой длительной перегрузки, МВА зима/лето	Максимальная загрузка трансформаторов в режиме N-1 по контрольному замеру (20.12.2017), МВА
	T-1	T-2		
ПС 110 кВ КМК	15	15	17,625/13,65	22,28

На ПС 110 кВ КМК установлены трансформаторы:

T-1 мощностью 15 МВА (ТДН-15000/110/10, год ввода в эксплуатацию – 1988, индекс технического состояния функциональных узлов – 83);

T-2 мощностью 15 МВА (ТДН-15000/110/10, год ввода в эксплуатацию – 1990, индекс технического состояния функциональных узлов – 83).

По результатам анализа контрольных замеров за 2016 – 2020 гг. перегрузка трансформатора T-1 (T-2) ПС 110 кВ КМК мощностью 15 МВА при отключении трансформатора T-2 (T-1) ПС 110 кВ КМК мощностью 15 МВА могла возникнуть в 2016 – 2018 гг. Наибольшая перегрузка выявлена в 2017 году.

Максимальная зимняя загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ КМК за 2016-2020 гг. наблюдалась по данным зимнего контрольного замера 2017 года (20.12.2017) и составила 22,28 МВА (149% при отключении одного трансформатора, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов T-1, T-2 для зимнего периода ($K_{доп}=1,175$)).

Максимальная летняя загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ КМК за 2016-2020 гг. наблюдалась по данным летнего контрольного замера

2018 года (20.06.2018) и составила 10,18 МВА (67,68% при отключении одного трансформатора, что не превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода ($K_{ддоп}=0.91$)).

Величина нагрузки по действующим ТУ на ТП на период до 2025 года по ПС 110 кВ КМК составляет 2,0067 МВт, а с учетом коэффициента реализации (0,2) – 0,4 МВт (0,451 МВА). Перечень утвержденных ТУ на ТП приведен в таблице 8.28 «Комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» на территории присутствия ПАО «Россети Сибирь – Алтайский край на пятилетний период 2021-2025 гг.», утвержденной распоряжением филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» от 24.12.2020 № 1524, направленной письмом филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» от 24.12.2020 № 1.1/03/12517- исх. (приложение 4).

С учётом срока ввода в эксплуатацию и индекса технического состояния перегрузочная способность трансформаторов Т-1, Т-2 ПС КМК согласно приказу № 81 определяется следующим образом:

коэффициенты допустимой длительной перегрузки применяются соответствующие нормальному режиму нагрузки (без возможного повышенного износа изоляции) согласно таблице 1 приложения к приказу;

коэффициенты допустимой аварийной перегрузки применяются в соответствии с таблицей 6 приложения к приказу как для трансформатора с системой охлаждения Д, находящегося в эксплуатации 30 лет и более).

Данная загрузка превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов Т-1, Т-2 ($K_{ддоп}=1,175$). Данная загрузка превышает значение допустимой аварийной перегрузки в течение 20 минут.

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности ПС 110 кВ КМК не являются эффективными.

В отходящих от подстанции сетях 10-0,4 кВ запланированы организационные мероприятия по снижению потерь (проведение визуального снятия показаний, проведение инструментальных проверок, проведение рейдов по выявлению безучетного потребления). Данные мероприятия выполняются в рамках рабочего времени персонала РЭС и не требуют дополнительных капиталовложений. Эффект от проведения данных мероприятий незначителен для того чтобы повлиять на загрузку трансформаторов.

Величина нагрузки в ГАО, необходимой к отключению для исключения перегрузки оборудования составит $15 \cdot 1,175 = 22,28 - 0,451 = 5,106$ МВА.

Реконструкция ПС 110 кВ КМК в части замены существующих трансформаторов 2x15 МВА на трансформаторы большей мощности требует комплексной реконструкции ПС 110 кВ КМК. Номинальный ток существующего оборудования вводных шкафов в КРУ-10 кВ и сборных шин 10 кВ составляет 1000 А. Максимальная токовая нагрузка в режиме N-1 с учетом увеличения установленной мощности трансформаторов на напряжении 10 кВ составит 1375 А. С учетом изложенного необходима

замена существующих трансформаторов 2x15 МВА на трансформаторы мощностью 2x25 МВА с расщепленной обмоткой 10 кВ, установка выключателей 110 кВ в цепях трансформаторов и дополнительной установке 3 и 4 секций КРУ-10 кВ с номинальным током 1000А в дополнение к двум существующим, либо установку трансформаторов 2x25 МВА с одной обмоткой 10, установка выключателей 110 кВ в цепях трансформаторов кВ и полной заменой КРУ-10 кВ с установкой оборудования вводных шкафов и ошиновки с номинальным током не менее 1294 А.

Объем работ по реконструкции соответствует объему по строительству новой ПС 110 кВ.

В связи с отсутствием возможности резервирования потребителей, запитанных с ПС 110 кВ КМК, в объеме необходимом для разгрузки трансформатора до допустимых значений, на период ее реконструкции и постоянно высокой нагрузкой, проведение работ на данной ПС в указанном объеме в существующих границах ПС невозможно. Расширение территории ПС 110 кВ КМК также невозможно.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходимо строительство в пригородной части г. Барнаула новой ПС 110 кВ Ковыльная с установкой силовых трансформаторов 2x16 МВА. Присоединение ПС планируется от проходящей рядом с участком для строительства ВЛ 110 кВ Власихинская – Топчихинская (ВЛ ВТ - 111).

В районе строительства ПС Ковыльная имеются действующие технические условия на присоединение к электрическим сетям филиала «Алтайэнерго» в объеме 13,447 МВт. С применением коэффициентов реализации мощность новых потребителей составит 7,987 МВт (8,975 МВА). В число этих технических условий включены утвержденные ТУ на ТП объектов ОАО «Индустриальный» (тепличный комплекс по производству агропромышленной продукции) (№ 8000380843 от 24.04.2019) с максимальной мощностью 2,173 МВт (2,442 МВА) и объектов ООО «Контур» (деревообрабатывающее производство) (№ 8000380921 от 24.04.2019) с максимальной мощностью 3,827 МВт (4,3 МВА), которые предусматривают строительство ПС 110 кВ Ковыльная с мощностью трансформаторов 2x16 МВА.

В данный объем перспективного спроса не вошла заявка на ТП ООО «БАРНАУЛЬСКИЙ ЗАВОД ЦЕПЕЙ» (№ 8000409512 от 23.04.2020) с максимальной мощностью 3,033 МВт (3,4 МВА), договор в стадии заключения.

Величина утвержденных ТУ на ТП на период до 2025 года по ПС Ковыльная составляет 13,447 МВт. Перечень утвержденных ТУ на ТП с приведением коэффициентов реализации приведен в таблице 8.28 «Комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» на территории присутствия ПАО «Россети Сибирь – Алтайский край на пятилетний период 2021-2025 г.г.», утвержденной распоряжением филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» от 24.12.2020 № 1524,

направленной письмом филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» от 24.12.2020 № 1.1/03/12517- исх. (приложение 4).

При применении коэффициентов реализации ТУ на ТП, предложенных АО «СО ЕЭС» для определения мощности трансформаторов мощность новых потребителей составит 7,987 МВт (8,975 МВА):

- коэффициент реализации для «крупных» ТУ на ТП, содержащих мероприятия по строительству ПС 110 кВ Ковыльная: 0,9 (деревобрабатывающее производство и агропромышленный комплекс, теплицы)

для ПС 110 кВ $\cos\varphi=0,89$

$6 \text{ МВт}/0,89 (\cos\varphi)*0,9$ (к-т реализации)=6,067 МВА

- категория «Иная промышленность»:

Коэффициент реализации для ТУ на ТП категории «Иная промышленность»: 0,7

$2,196 \text{ МВт}/0,89 (\cos\varphi)*0,7$ (к-т реализации)=1,727 МВА

- категория «Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт

Коэффициент реализации для ТУ на ТП менее 670 кВт: 0,2

$5,251 \text{ МВт}/0,89 (\cos\varphi)*0,2$ (к-т реализации)=1,181 МВА

Величина выданных после зимнего контрольного замера 2019 года актов ТП на конец 2020 года составляет 1,0065 МВт (1,131 МВА).

Планируемая загрузка ПС Ковыльная при данном варианте расчёта:

$4,655 \text{ МВА}+8,975 \text{ МВА}+1,131=14,761 \text{ МВА}$, что в режиме (n-1) составит 92,26%.

Перспективная загрузка ПС 110 кВ Ковыльная составит 14,761 МВА.

При установке трансформаторов мощностью 2x10 МВА, загрузка трансформатора на ПС 110 кВ Ковыльная при отключении второго трансформатора не должна превышать 12,5 МВА ($K_{\text{ддоп}}=1,25$ для новых трансформаторов). Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Ковыльная превышает длительно допустимую нагрузку и составляет 147,6 %.

На ПС 110 кВ Ковыльная рекомендуется установка трансформаторов 2x16 МВА.

Рекомендуемый срок строительства ПС 110 кВ Ковыльная – 2023 год. Приведены рекомендуемые годы реализации мероприятия, которые подлежат согласованию со сроками их реализации в инвестиционной программе сетевой организации.

Мероприятия по строительства ПС Ковыльная предусмотрены выданными ТУ № 10/14-ТП-М2/48.4000.221.14.

2) В соответствии с программой ПАО «Россети Сибирь» по цифровизации электросетевого комплекса на территории Алтайского края (Барнаульский энергорайон) Алтайэнерго запланирована реализация следующих мероприятий:

создание цифровой сети на базе участка распределительной сети 0,4-10 кВ от ПС 110 кВ Павловская.

Реализация мероприятий комплексного проекта цифровизации участка Павловского РЭС позволит повысить наблюдаемость за распределительной

сетью 0,4-10 кВ, повысить её управляемость, обеспечит её функционирование как в автоматическом, так и дистанционном режимах. Проект будет реализован в Алтайэнерго в 2025 году. В результате реализации мероприятий планируется снизить количество технологических нарушений в работе сетей в 5 раз, минимизировать количество отключенных потребителей при технологических нарушениях за счет автоматизации секционирования поврежденного участка и включения резерва, исключить временные затраты на отыскание мест повреждений и сократить затраты на привлечение техники и персонала при ликвидации технологических нарушений.

3) Постановлениями Правительства Российской Федерации от 16.03.2018 № 273 и № 279 городам Заринск и Новоалтайск присвоен статус территории опережающего социально-экономического развития.

Создание ТЭСЭР «Заринск» и ТЭСЭР «Новоалтайск» способствует диверсификации экономики городов, снижению зависимости от градообразующего предприятия, повышению инвестиционной привлекательности городов, созданию новых рабочих мест, привлечению инвестиций. Для привлечения инвесторов требуется создать необходимую инженерную инфраструктуру.

ТЭСЭР «Заринск»

В настоящее время электроснабжение ТЭСЭР «Заринск» осуществляется от четырех питающих центров 110(35)/10 кВ Алтайэнерго и от шин ГРУ 6 кВ ТЭЦ «Алтай-Кокс».

ТЭСЭР «Новоалтайск»

В настоящее время электроснабжение потребителей на ТЭСЭР «Новоалтайск» обеспечивается от двух питающих центров ГПП «НЗЖБИ» 35/6 кВ, ГПП «Алтайкровля» 110/6 кВ, ПС 110 кВ Новоалтайская.

В связи с отсутствием перспективных потребителей ТЭСЭР «Заринск» и ТЭСЭР «Новоалтайск» (отсутствуют утвержденные ТУ на ТП) информация о электроснабжении ТЭСЭР приведена справочно. Мероприятия, необходимые для обеспечения электроснабжения перспективных потребителей ТЭСЭР, должны быть проработаны и определены в рамках отдельной проектной работы.

Рубцовский энергорайон

В настоящее время на ПС 110 кВ Волчихинская установлены:

Т-1 мощностью 6,3 МВА (ТМТН-6300/110/35/10, год ввода в эксплуатацию – 1972, индекс технического состояния функциональных узлов – 85);

Т-2 мощностью 10 МВА (ТДТН-10000/110/35/10, год ввода в эксплуатацию – 1983, индекс технического состояния функциональных узлов – 75).

По результатам анализа контрольных замеров за 2016–2020 годы перегрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Волчихинская мощностью

6,3 МВА при отключении трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Волчихинская мощностью 10 МВА могла возникнуть в 2016–2018 годы. Наибольшая перегрузка выявлена в 2017 году.

Максимальная зимняя нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Волчихинская мощностью 6,3 МВА за 2016–2020 гг. наблюдалась по данным зимнего контрольного замера в 2017 году (20.12.2017) и составила 8,37 МВА (133% при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для зимнего периода (Кддоп=1,175)).

Максимальная летняя нагрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Волчихинская за 2016–2020 гг. наблюдалась по данным летнего контрольного замера 2018 года (20.06.2018) и составила 6,58 МВА (104% при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода (Кддоп=0.91)).

Величина максимальной перспективной нагрузки ПС 110 кВ Волчихинская до 2026 года с учётом реализованных актов ТП и действующих договоров на ТП (потребители с заявленной мощностью до 670 кВт, коэффициент реализации составляет 0,2) и величина загрузки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Волчихинская при отключении трансформатора Т-2 представлены в таблице 27.

Таблица 27

Максимальная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Волчихинская до 2026 года с учётом реализованных актов ТП и действующих договоров на ТП и величина загрузки трансформатора в режиме N-1

В мегавольт-амперах

Наименование ПС	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
ПС 110 кВ Волчихинская	8,98 (143 %)	8,98 (143 %)	8,98 (143 %)	8,98 (143 %)	8,98 (143 %)	8,98 (143 %)

Перечень утвержденных ТУ на ТП с приведением коэффициентов реализации приведен в таблице 28.

Таблица 28

Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2026 года по ПС 110 кВ Волчихинская

№ п/п	№ Договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора*	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Мощность с учетом Кр, МВт
1	20.2200.311.20	20.04.2020	20.04.2021	20.04.2023	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	0,4	0,4	0,2	0,08
2	20.2200.4815.19	17.02.2020	17.08.2020	15.02.2025		0,23	0,015	0,2	0,003
3	20.2200.2402.20	04.09.2020	05.03.2021	04.09.2022		0,4	0,008	0,2	0,0016
Итого:									0,0846

Данная нагрузка превышает длительно допустимую нагрузку трансформатора Т-1 (Кддоп=1,175).

Данная нагрузка не превышает значение допустимой аварийной перегрузки в течение 2 часов.

В соответствии с «Комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» на территории присутствия ПАО «Россети Сибирь – Алтайский край на пятилетний период 2021-2025 гг.», утвержденной распоряжением филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» от 24.12.2020 № 1524, направленной письмом филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» от 24.12.2020 № 1.1/03/12517- исх.:

– мероприятия по снижению потребления реактивной мощности на ПС 110 кВ Волчихинская не являются эффективными;

– по результатам проведенного анализа загрузки ближайших центров питания (ПС Каипская и Приозерная) и схемно-режимных мероприятий в прилегающей сети к ПС 110 кВ Волчихинская определена возможность перевода нагрузки на другие центры питания по сети 35 кВ в объеме 1,0 МВА. Это позволяет снизить нагрузку трансформатора Т-1 до 127% (7,98 МВА или 40,1 А при $I_{ном}=31,6$ А), что ниже значений допустимой аварийной перегрузки.

Замена силовых трансформаторов не требуется.

Рекомендуется организовать ежегодный контроль загрузки подстанции.

Бийский энергорайон

В настоящее время на ПС 110 кВ Предгорная установлены:

Т-1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6300/110/10, год ввода в эксплуатацию – 1974, индекс технического состояния функциональных узлов – 78);

Т-2 мощностью 10 МВА (ТДТН-10000/110/35/10, год ввода в эксплуатацию – 1974, индекс технического состояния функциональных узлов – 80).

По результатам анализа контрольных замеров за 2016-2020 годы перегрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Предгорная мощностью 6,3 МВА при отключении трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Предгорная мощностью 10 МВА могла возникнуть в 2016–2019 годах. Наибольшая перегрузка выявлена в 2017 году.

Максимальная зимняя нагрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Предгорная за 2016-2020 гг. наблюдалась по данным зимнего контрольного замера 2017 года (20.12.2017) и составила 8,69 МВА (138% при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для зимнего периода (Кддоп=1,175)).

Максимальная летняя нагрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Предгорная за 2016–2020 гг. наблюдалась по данным летнего контрольного замера 2016 года (15.06.2016) и составила 6,2 МВА (98,4% при отключении

трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА), что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода ($K_{доп}=0.91$)).

Величина нагрузки по действующим ТУ на ТП на период до 2026 года по ПС 110 кВ Предгорная составляет 0,429 МВт. Перечень утвержденных ТУ на ТП с приведением коэффициентов реализации приведен в таблице 29.

Таблица 29

**Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2026 года по
ПС 110 кВ Предгорная**

№ п/п	№ Договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора*	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Мощность с учетом Кр, МВт
1	20.2200.108.20	14.02.2020	30.11.2020	12.02.2025	Потребитель и с заявленной мощностью до 670 кВт	0,4	0,12	0,2	0,024
2	20.2200.4081.19	18.11.2019	17.10.2021	17.11.2022		0,4	0,02	0,2	0,004
3	20.2200.645.18	15.03.2018	28.06.2020	14.03.2023		0,4	0,015	0,2	0,003
4	20.2200.2066.18	25.06.2018	30.09.2020	24.06.2023		0,4	0,015	0,2	0,003
5	20.2200.4102.18	31.10.2018	30.06.2020	30.10.2023		0,4	0,015	0,2	0,003
6	20.2200.2437.19	19.07.2019	21.09.2020	17.07.2024		0,4	0,015	0,2	0,003
7	20.2200.4749.19	16.01.2020	15.01.2021	14.01.2025		0,4	0,015	0,2	0,003
8	20.2200.4828.19	22.01.2020	21.01.2021	20.01.2025		0,4	0,015	0,2	0,003
9	20.2200.371.20	18.02.2020	17.02.2021	16.02.2025		0,4	0,015	0,2	0,003
10	20.2200.1222.20	06.08.2020	06.08.2021	05.08.2025		0,4	0,015	0,2	0,003
11	20.2200.1409.20	22.06.2020	21.12.2020	21.06.2025		0,4	0,015	0,2	0,003
12	20.2200.1421.20	22.06.2020	21.12.2020	21.06.2025		0,4	0,015	0,2	0,003
13	20.2200.1514.20	23.06.2020	23.06.2021	22.06.2025		0,4	0,015	0,2	0,003
14	20.2200.1640.20	22.06.2020	21.12.2020	21.06.2025		0,4	0,015	0,2	0,003
15	20.2200.2041.20	18.08.2020	18.08.2021	18.08.2022		0,4	0,015	0,2	0,003
16	20.2200.2390.20	02.09.2020	02.01.2021	02.09.2022		0,4	0,015	0,2	0,003
17	20.2200.2393.20	04.09.2020	04.01.2021	04.09.2022		0,4	0,015	0,2	0,003
18	20.2200.477.20	10.03.2020	10.03.2021	09.03.2025		0,4	0,014	0,2	0,0028
19	20.2200.478.20	10.03.2020	10.03.2021	09.03.2025		0,4	0,014	0,2	0,0028
20	20.2200.2358.20	28.08.2020	28.12.2020	28.08.2022		0,4	0,011	0,2	0,0022
21	20.2200.252.20	25.02.2020	01.06.2021	23.02.2025		0,4	0,007	0,2	0,0014
22	20.2200.2087.20	26.08.2020	26.12.2020	26.08.2022		0,23	0,003	0,2	0,0006
Итого, МВт									0,0828

* - Срок действия договоров ТП ограничен фактическим выполнением сторонами обязательств по договору, т.е. фактически являются бессрочными. Здесь и далее графе «Дата окончания договора» приведён срок выполнения сторонами мероприятий по осуществлению ТП, который может быть нарушен, при этом договор остаётся действительным, в стадии «на исполнении». В случае истечения срока действия ТУ по договору ТП, такие ТУ могут быть продлены.

Величина выданных после зимнего контрольного замера 2020 года актов ТП составляет 2,48 МВт.

Величина максимальной перспективной нагрузки ПС 110 кВ Предгорная до 2026 года с учётом реализованных актов ТП и действующих

договоров на ТП (потребители с заявленной мощностью до 670 кВт, коэффициент реализации составляет 0,2) представлена в таблице 30.

Таблица 30

Максимальная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Предгорная до 2026 года с учётом реализованных актов ТП и действующих договоров на ТП и величина загрузки трансформатора в режиме N-1

В мегавольт-амперах/амперах

Наименование ПС	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
ПС 110 кВ	9,1/45,6	9,1/45,6	9,1/45,6	9,1/45,6	9,1/45,6	9,1/45,6
Предгорная	(144 %)	(144 %)	(144 %)	(144 %)	(144 %)	(144 %)

С учётом срока ввода в эксплуатацию и индекса технического состояния перегрузочная способность трансформатора Т-1 ПС Предгорная согласно приказу № 81 определяется следующим образом:

коэффициенты допустимой длительной перегрузки применяются соответствующие нормальному режиму нагрузки (без возможного повышенного износа изоляции) согласно таблице 1 приложения к приказу;

коэффициенты допустимой аварийной перегрузки применяются в соответствии с таблицей 5 приложения к приказу как для трансформатора с системой охлаждения М, находящегося в эксплуатации более 30 лет).

Данная загрузка превышает длительно допустимую нагрузку трансформатора Т-1 (Кддоп=1,175).

Данная загрузка не превышает значение допустимой аварийной перегрузки в течение 1 часа.

В соответствии с «Комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» на территории присутствия ПАО «Россети Сибирь – Алтайский край на пятилетний период 2021-2025 гг.», утвержденной распоряжением филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» от 24.12.2020 № 1524, направленной письмом филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго» от 24.12.2020 № 1.1/03/12517- исх.:

мероприятия по снижению потребления реактивной мощности ПС 110 кВ Предгорная не являются эффективными;

по ПС Предгорная в рамках ИПР запланирована установка 23 прибора технического учета электроэнергии. Снижение потерь от реализации данного мероприятия не ожидается;

на отходящих от подстанции сетях 10-0,4 кВ запланированы организационные мероприятия по снижению потерь (проведение визуального снятия показаний, проведение инструментальных проверок, проведение рейдов по выявлению безучетного потребления). Данные мероприятия выполняются в рамках рабочего времени персонала РЭС и не требуют дополнительных капиталовложений. Эффект от проведения данных мероприятий незначителен для того чтобы повлиять на загрузку трансформаторов;

на ПС 110 кВ Предгорная есть возможность частичного резервирования нагрузки по сети 10 кВ от ПС 110 кВ Курортная, но в режимах максимальных нагрузок перевод питания на ПС 110 кВ Курортная невозможен из-за снижения напряжения у потребителей ниже допустимых значений. Кроме того, данный перевод невозможно выполнить в течение одного часа.

Величина нагрузки, необходимой к отключению для исключения перегрузки оборудования составляет 1,6 МВА.

В ТУ на ТП мероприятия по замене силовых трансформаторов отсутствуют.

По данным зимних контрольных замеров нагрузка на ПС 110 кВ Предгорная в период с 2017 года по 2020 год составляла: 8,69 МВА (20.12.2017) 7,12 МВА, 6,9 МВА (18.12.2019), 2020 года – 7,4 МВА (16.12.2020) соответственно. Данная загрузка не превышала длительно допустимую нагрузку трансформатора Т-1 (Кддоп=1,175).

В связи с динамикой снижения загрузки силовых трансформаторов 110 кВ рекомендуется организовать мониторинг загрузки ПС. Срок проведения реконструкции ПС определять на основании анализа результатов мониторинга.

В настоящее время электроснабжение потребителей, расположенных на территории с. Ая, п. Катунь и с. Верх-Ая Алтайского района Алтайского края, осуществляется по линиям электропередачи 10 кВ Л-14-4 и Л-14-25, отходящим от ПС 110/10 кВ № 14 Майминская филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Горно-Алтайские электрические сети», находящегося в Республике Алтай. Вышеуказанные воздушные линии электропередачи проходят по территории двух филиалов ПАО «Россети Сибирь»: «Горно-Алтайские электрические сети» и Алтайэнерго. В соответствии с письмом Министерства промышленности и энергетики Алтайского края от 22.03.2021 № 25/ПА/724, в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей, расположенных в населенных пунктах с. Ая, п. Катунь и с. Верх Ая, и в связи с многочисленными обращениями потребителей на частые перебои в электроснабжении может стать строительство линии электропередачи 10 кВ от одного из центров питания, расположенных на территории Алтайского района. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы Алтайэнерго.

Кулундинский энергорайон

Электроснабжение Мамонтовского и Романовского районов осуществляется по тупиковому транзиту 110 кВ Корчинская – Мамонтовская – Романовская – Сидоровская (одноцепная ВЛ 110 кВ Корчино – Мамонтово (ВЛ КМ-110); одноцепная ВЛ 110 кВ Мамонтово – Романовская (ВЛ МР-20); одноцепная ВЛ 110 кВ Романовская – Сидоровская

(ВЛ РС-50)). Общая численность населения этих районов составляет 38 тысяч человек. Суммарная нагрузка по ПС 110 кВ Мамонтовская, ПС 110 кВ Романовская, ПС 110 кВ Сидоровская составляет 10,6 МВт (по данным контрольного замера 16.12.2020).

Электроснабжение Бурлинского района осуществляется по тупиковому транзиту 110 кВ Славгородская – Бурлинская – Новосельская является тупиковым (одноцепная ВЛ 110 кВ Славгородская – Бурлинская (ВЛ СБ-128); одноцепная ВЛ 110 кВ Бурлинская – Новосельская (ВЛ БН-2)). Протяженность транзита 74,07 км. Общая численность населения Бурлинского района составляет 11 тысяч человек. Суммарная нагрузка по ПС 110 кВ Бурлинская, ПС 110 кВ Бурсоль, ПС 110 кВ Новосельская, ПС 35 кВ Ореховская составляет 2,9 МВт (по данным контрольного замера 16.12.2020).

Электроснабжение всех потребителей на территории Мамонтовского, Романовского и Бурлинского районов осуществляется по третьей категории надежности.

Технические условия на технологическое присоединение объектов с первой и/или второй категории надежности электроснабжения, расположенных на территории Мамонтовского, Романовского и Бурлинского районов, в которые включены мероприятия по строительству новых ВЛ 110 кВ в настоящее время отсутствуют.

С учетом изложенного, при проведении ремонтов ВЛ 110 кВ, обеспечивающих электроснабжение потребителей на территории Мамонтовского, Романовского и Бурлинского районов, Алтайэнерго необходимо выполнить разработку соответствующих технических и/или организационно-технических мероприятий.

В соответствии с письмом Министерства промышленности и энергетики Алтайского края от 22.03.2021 № 25/ПА/724 в целях повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергии Романовского, Мамонтовского и Бурлинского районов Алтайского края суммарной мощностью около 15 МВт рекомендуется рассмотреть возможность строительства закольцовочных ВЛ 110 кВ Сидоровская-Завьяловская протяженностью порядка 34 км и ВЛ 110 кВ Гальштатская-Бурлинская протяженностью порядка 90 км.

Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы Алтайэнерго. В случае строительства ВЛ 110 кВ Сидоровская-Завьяловская будет обеспечено двойное питание ПС 110 кВ Сидоровская, тем самым повышена надежность электроснабжения потребителей Романовского и Мамонтовского районов Алтайского края. В случае строительства ВЛ 110 кВ Гальштатская-Бурлинская будет обеспечено двойное питание 2-х ПС 110 кВ Бурлинская и Новосельская, тем самым повышена надежность электроснабжения потребителей Бурлинского района Алтайского края.

4.3. Анализ по центрам питания (ПС) 35/110 кВ использования мощности (фактической нагрузки) за 2018–2020 годы

На основании данных сетевых организаций проведен анализ использования мощности (фактической нагрузки) ПС 35/110 кВ.

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2018 году составляла менее 50 %, приведены в таблице 1 приложения 3.

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2019 году составляла менее 50 %, приведены в таблице 2 приложения 3.

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2020 году составляла менее 50 %, приведены в таблице 3 приложения 3.

Анализ по центрам питания (ПС) 35/110 кВ использования мощности (фактической нагрузки) за 2018–2020 годы показал, что количество ПС с фактической нагрузкой менее 50 % варьируется в пределах 213–217 шт. ежегодно, что составляет примерно 65 % от общего количества ПС 35/110 кВ в Алтайском крае.

Возможность перевода загрузки с загруженных ПС на не загруженные с целью оптимизация загрузки ПС должна определяться технико-экономическим обоснованием в каждом конкретном случае.

4.4. Анализ отключающей способности выключателей на соответствие уровням токам короткого замыкания

Выключатели с несоответствующей отключающей способностью токам короткого замыкания отсутствуют.

V. Основные направления развития электроэнергетики Алтайского края на 2022–2026 годы

5.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Алтайского края

Схема и программа «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2022–2026 годы разработана в соответствии с целями и задачами, установленными документами стратегического планирования регионального и федерального уровня.

В целях обеспечения потребностей экономики и социальной сферы Алтайского края в электроэнергии к числу стратегических задач развития энергетической системы Алтайского края отнесены:

- повышение энергетической эффективности Алтайского края в части формирования рациональной структуры генерирующих мощностей края;
- повышения использования установленной мощности электростанций;
- сокращения потерь в электросетевом хозяйстве;
- эффективность использования топливных ресурсов, в том числе путем использования собственных запасов угля при производстве тепловой и электрической энергии.

Стратегическое развитие ТЭК Алтайского края должно исходить из реализации следующих стратегических целей:

- повышение энергетической безопасности края;
- повышение энергетической эффективности экономики края;
- устойчивое функционирование предприятий ТЭК края.

Согласно главной стратегической цели развития ТЭК Алтайского края, он должен стать высокоэффективным, сбалансированным инфраструктурным комплексом, способным обеспечить устойчивое развитие экономики и поступательный рост уровня жизни населения региона при безусловном соблюдении экологических норм и технологических стандартов.

Для выбора наиболее эффективных путей достижения поставленных целей энергетической стратегией Алтайского края рассматривается реализация следующих стратегических направлений:

безаварийное и безопасное функционирование энергосистемы Алтайского края;

развитие источников местных видов топлива, в том числе угольной промышленности;

использование ВИЭ;

продолжение газификации края;

энергосбережение и повышение энергетической эффективности;

наращивание генерирующих мощностей.

Стратегическое направление «Безаварийное и безопасное функционирование энергосистемы Алтайского края» предусматривает повышение энергетической безопасности Алтайского края и связано с решением таких стратегических задач, как:

повышение надежности энергоснабжения производственных, коммунально-бытовых потребителей и населения;

гарантированное обеспечение спроса на электроэнергию как со стороны действующих потребителей, так и со стороны вновь присоединяемых;

обеспечение свободного доступа производителей и потребителей электроэнергии на рынки мощности и электроэнергии.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

строительство и реконструкция линий электропередачи и ПС для подключения к сети новых потребителей электроэнергии;

снижение износа линий электропередачи, ПС и оборудования ТЭЦ;

снижение потерь электрической и тепловой энергии;

цифровизация электросетевого комплекса.

Стратегическое направление «Развитие источников местных видов топлива, в том числе угольной промышленности» предусматривает повышение энергетической безопасности и бюджетной эффективности ТЭК Алтайского края и связано с решением таких стратегических задач, как:

снижение зависимости электроэнергетики Алтайского края от поставок угля из других регионов – Красноярского края, Кемеровской области, Республики Казахстан;

снижение себестоимости тепловой и электрической энергии за счет использования более дешевого местного угля.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

развитие мощностей Мунайского угольного разреза;

доразведка запасов бурых углей Мунайского и близлежащих

месторождений с целью постановки на государственный баланс.

Стратегическое направление «Использование возобновляемых источников энергии» предусматривает повышение энергетической безопасности и бюджетной эффективности ТЭК Алтайского края, связано с решением следующих стратегических задач:

снижение зависимости Алтайского края от поставок ТЭР из соседних регионов;

повышение надежности энергоснабжения удаленных и изолированных потребителей энергии;

внедрение новых технологий;

развитие инновационной составляющей экономики края.

Учитывая природно-климатические условия Алтайского края и степень проработанности технологий использования ВИЭ, к основным мероприятиям на рассматриваемую перспективу можно отнести строительство СЭС, малых ГЭС, ВЭС, биогазовых установок.

Стратегическое направление «Продолжение газификации края» предусматривает повышение энергетической эффективности экономики и бюджетной эффективности ТЭК Алтайского края и связано с решением следующих стратегических задач:

повышение эффективности установок, использующих топливо;

снижение вредных выбросов от источников тепла и электроэнергии;

повышение качества жизни населения;

строительство высокоэффективных мини-ТЭЦ на природном газе;

создание возможности для перевода автотранспорта и сельхозтехники на более дешевый и экологически чистый вид моторного топлива.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

газификация юго-западных районов Алтайского края в направлении Барнаул – Рубцовск и Барнаул – Славгород;

перевод на природный газ муниципальных котельных.

Стратегическое направление «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» предусматривает повышение энергетической эффективности экономики и бюджетной эффективности ТЭК Алтайского края и связано с решением следующих стратегических задач:

снижение удельного потребления топлива источниками тепла и электроэнергии;

снижение потерь электрической и тепловой энергии в передающих сетях;

снижение потерь ТЭР у потребителей;

снижение энергоемкости ВРП;

снижение расхода ТЭР в бюджетной сфере.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

применение энергоэффективного оборудования и материалов;

внедрение контрольно-измерительной и регулирующей аппаратуры;

создание условий для массовой энергоэффективной реконструкции зданий с целью снижения показателя удельного расхода тепловой энергии;

внедрение стимулов энергосбережения.

К направлениям использования энергоэффективных технологий относятся:

внедрение усовершенствованных горелочных устройств;

внедрение энергосберегающей техники, повышение экономичности оборудования;

модернизация систем освещения с заменой существующих источников света на более экономичные, светодиодные, с внедрением систем автоматического управления освещением;

модернизация систем теплоснабжения с применением эффективных теплоизоляционных материалов и конструкций, с проведением режимных эксплуатационно-наладочных мероприятий;

внедрение АСКУЭ и систем управления энергией на объектах;

комплексная оптимизация режимов работы всех действующих на территории края теплоэлектрических станций.

Стратегическое направление «Наращивание генерирующих мощностей» предусматривает повышение энергетической безопасности Алтайского края и связано с решением ряда стратегических задач:

повышение надежности энергоснабжения производственных, коммунально-бытовых потребителей и населения;

снижение зависимости Алтайского края от поставок электроэнергии из соседних энергосистем;

гарантированное обеспечение растущего спроса на электроэнергию как со стороны действующих потребителей, так и со стороны вновь возникающих.

Одним из возможных мероприятий этого направления является строительство конденсационной электростанции на базе Мунайского бурогоугольного месторождения. Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1239, и Программой развития угольной промышленности России на период до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.06.2020 № 1582-р, предусмотрено строительство Алтайской электростанции на базе Мунайского бурогоугольного месторождения в долгосрочной перспективе в период с 2030 по 2035 годы.

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

Прогноз потребности в тепловой энергии выполнен на основании существующих прогнозов теплоснабжения по промышленным предприятиям и зонам централизованного теплоснабжения городских округов Алтайского края, отнесенных к крупным потребителям тепловой энергии.

1	2	3	4	5	6	7	8
котельные							
Зона централизованного теплоснабжения г. Камень-на-Оби	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9
покрытие – муниципальные котельные	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9
г. Новоалтайск, централизованное теплоснабжение	268,0	268,0	268,0	268,0	268,0	268,0	268,0
покрытие:							
муниципальные котельные	182,2	182,2	182,2	182,2	182,2	182,2	182,2
ведомственные котельные	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8
г. Рубцовск, централизованное теплоснабжение	593,46	593,46	593,46	593,46	593,46	593,46	593,46
покрытие:							
ЮТС АО «Руб ТЭК»	572,66	572,66	572,66	572,66	572,66	572,66	572,66
муниципальные котельные	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
г. Славгород, централизованное теплоснабжение	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
покрытие: котельные ООО «АТС Славгород»	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
ЗАО Сибирский, централизованное теплоснабжение	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9
покрытие: муниципальные котельные	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9
г. Яровое, централизованное теплоснабжение	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2
покрытие: ТЭЦ г. Яровое	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2

Прогноз потребности в тепловой энергии выполнен на основании существующих прогнозов теплоснабжения, анализа тенденций в потреблении тепловой энергии, с учетом взаимозаменяемости энергоносителей в сфере теплоснабжения, информации администраций муниципальных образований Алтайского края и потребителей теплоэнергии.

Таблица 32

Фактические и прогнозируемые показатели потребления тепловой энергии по городам Алтайского края (по данным муниципальных образований)

Показатель	Годы						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	факт	прогноз					
1	2	3	4	5	6	7	8
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	9261,2	9266,2	9271,2	9276,2	9281,2	9286,2	9291,2

1	2	3	4	5	6	7	8
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Среднегодовые темпы прироста,	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Таблица 33

Фактические и прогнозируемые показатели отпуска тепловой энергии по городам Алтайского края (по данным организаций)

тыс. Гкал

Отпуск теплоэнергии	Годы						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	факт	прогноз					
От электростанций ТГК	7384,5	7389,5	7394,5	7399,5	7404,5	7409,5	7414,5
От котельных	836,5	836,5	836,5	836,5	836,5	836,5	836,5
От станций промышленных предприятий	1040,2	1040,2	1040,2	1040,2	1040,2	1040,2	1040,2

5.3. Прогноз потребления электрической энергии на пятилетний период по каждому году прогнозируемого периода

Таблица 34

Прогноз электропотребления энергосистемы Алтайского края

Показатель, единицы измерения	Годы					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Электропотребление, млрд. кВт·ч	10,142	10,216	10,279	10,348	10,364	10,406
Прогнозные темпы прироста, %	3,0	0,7	0,6	0,7	0,2	0,4

Согласно прогнозу электропотребления, в энергосистеме Алтайского края, в соответствии с информацией, представленной Системным оператором на основании проекта СиПР ЕЭС 2021–2027 годов, его величина в период 2022–2025 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост электропотребления в энергосистеме Алтайского края за последующие пять лет составит 190 млн. кВт·ч, или на 1,86 %.

5.4. Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края на 2022–2026 годы

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края принят в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2021–2027 для Алтайского края (таблица 35).

Согласно прогнозу максимального потребления мощности в энергосистеме Алтайского края, величина максимального потребления

мощности в период 2022–2026 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост максимального потребления мощности в энергосистеме Алтайского края за последующие пять лет составит 29,0 МВт, или 1,6% .

Таблица 35

Прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Алтайского края на 2021–2026 годы

Показатель	Годы					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимальное потребление мощности, МВт	1769	1781	1788	1796	1803	1810
Прогнозные среднегодовые темпы прироста/снижения, %	6,2	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4

Детализация прогноза электропотребления и максимума потребления мощности по крупным потребителям энергосистемы Алтайского края представлена в таблице 36.

Прогноз электропотребления и максимума нагрузки крупных потребителей Алтайского края на 2021–2026 годов
(по данным компаний)

Потребитель	Годовое электропотребление, млн. кВт·ч						Максимальное потребление мощности, МВт					
	годы						годы					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ЗСЖД – филиал ОАО «РЖД»	741,32	741,32	741,32	741,32	741,32	741,32	148,5	148,5	148,5	148,5	148,5	148,5
АО «Алтай-Кокс»	121,8	121,8	121,8	121,8	121,8	121,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8
АО «Алтайвагон»	126,61	126,61	126,61	126,61	126,61	126,61	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69
ОАО «Кучуксульфат»	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
ООО «Барнаульский водоканал»	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	8,042	8,042	8,042	8,042	8,042	8,042
МУП «ГОРЭЛЕКТРОТРАНС» Г. БАРНАУЛА	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88	22,88	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
ОАО «Барнаульский пивоваренный завод»	22,62	22,62	22,62	22,62	22,62	22,62	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82
АО «Алтайский бройлер»	21,55	21,55	21,55	21,55	21,55	21,55	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
МУПГ. БИЙСКА «ВОДОКАНАЛ»	18,64	18,64	18,64	18,64	18,64	18,64	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
АО «Вимм-Билль-Данн»	17,21	17,21	17,21	17,21	17,21	17,21	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
АО БМК «МЕЛАНЖИСТ АЛТАЯ»	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03
ООО «Барнаульский завод АТИ»	16,43	16,43	16,43	16,43	16,43	16,43	3,28	3,28	3,28	3,28	3,28	3,28
ООО «ГОЛУХИНСКИЙ ЦЕМЕНТ»	15,57	15,57	15,57	15,57	15,57	15,57	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5

5.5. Перечень планируемых к вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации, модернизируемых и реконструируемых генерирующих мощностей на электростанциях Алтайского края мощностью свыше 5 МВт на период 2022–2026 годов.

Перечень вводов/выводов котельного оборудования на электростанциях Алтайского края (по данным генерирующих компаний) представлен в таблице 37.

Таблица 37

Перечень вводов/выводов котельного оборудования на электростанциях
Алтайского края
(по данным генерирующих компаний)

Наименование электростанции	Оборудование	Изменение	Год	Вид топлива	Вводимая (+)/ Выводимая (-) мощность		Место расположения
					МВт	Гкал/ч	
ТЭЦ КСК ОАО «Кучуксульфат»	к/а 1	вывод	2021	уголь	-27,9	24,0	
	к/а 2	вывод	2021	уголь	-27,9	24,0	
	к/а 3	вывод	2021	уголь	-27,9	24,0	
	к/а 1	ввод	2021	уголь	51,87	44,6	
	к/а 2	ввод	2021	уголь	51,87	44,6	
	к/а 3	ввод	2021	уголь	51,87	44,6	

Изменений установленной мощности действующих и новых электростанций Алтайского края на 2022–2026 годы в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2021–2027 годов не планируется.

Таблица 38

Установленные мощности электростанций Алтайского края на период
до 2026 года.

МВт

Электростанции	Прогнозный период, год					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Всего, в том числе:	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС и ГАЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе:	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ТЭЦ	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
НВИЭ, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
солнечные ЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

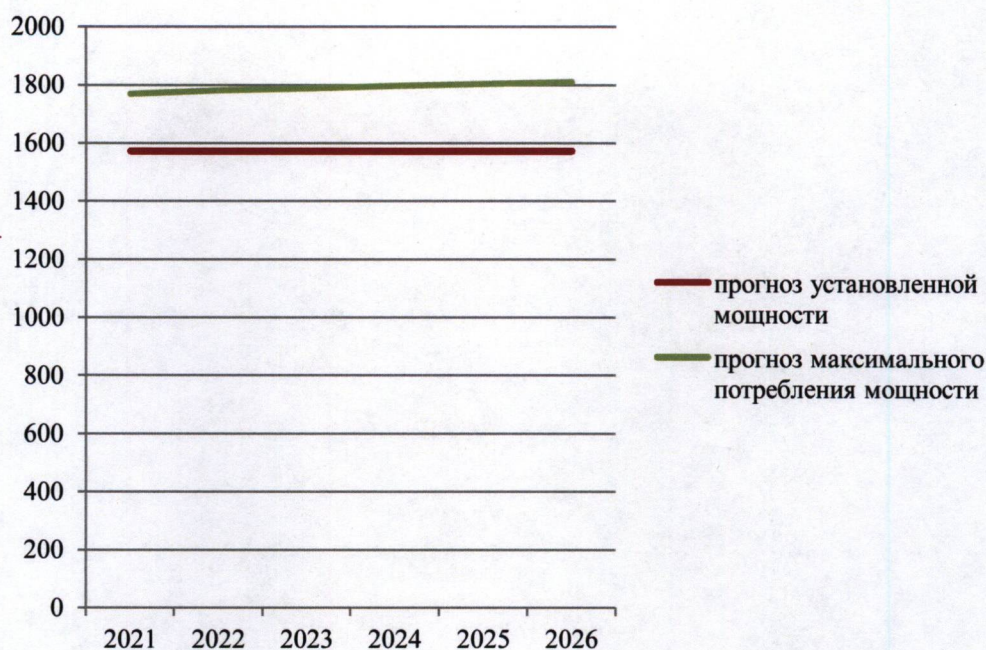


Рисунок 7. Прогноз установленной мощности и потребления мощности энергосистемы Алтайского края в 2021–2026 годах

Таблица 39

Перспективные объемы потребления электрической энергии и мощности территориальной энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2021–2027 годы

Показатель	Единицы измерения	Прогнозируемый период					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026
По энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края							
Потребление электроэнергии	млн.кВтч	10683,0	10761,0	10827,0	10900,0	10918,0	10961,0
Максимальная мощность	МВт	1873,0	1885,0	1893,0	1901,0	1909,0	1916,0
По энергосистеме Алтайского края							
Потребление электроэнергии	млн.кВтч	10142,0	10216,0	10279,0	10348,0	10364,0	10406,0
Максимальная мощность	МВт	1769,0	1781,0	1788,0	1796,0	1803,0	1810,0

Величина максимального потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в период 2022–2026 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост максимального потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края составит 31 МВт, или приблизительно 1,64%. Прирост электропотребления энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края за указанный период составит 200 млн. кВт·ч, или на 1,86%

Таблица 40

Перспективный баланс мощности энергосистемы Алтайского края на период
2021–2026 годов

МВт

Показатели	Прогнозный период, год					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимум потребления мощности	1769	1781	1788	1796	1803	1810
Установленная мощность,	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
ВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на час максимума потребления мощности	36,323	36,323	36,323	36,323	36,323	36,323
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	36,323	36,323	36,323	36,323	36,323	36,323
ВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность на час максимума потребления мощности	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС, в том числе	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
прочие	0	0	0	0	0	0
Избыток (+) / Дефицит (-)	-232,814	-244,814	-251,814	-259,814	-266,814	-273,814

Как следует из таблицы 40, баланс мощности энергосистемы Алтайского края складывается с приемом мощности из соседних энергосистем. На протяжении рассматриваемого прогнозного периода

2021 – 2026 гг. величина приема мощности возрастает, что обусловлено ростом потребления мощности потребителями энергосистемы Алтайского края (прирост на 41,0 МВт за рассматриваемый период) при отсутствии вводов генерирующих мощностей участвующих в покрытии максимального потребления на территории Алтайского края.

За основу перспективного баланса электроэнергии взят прогноз электропотребления энергосистемы Алтайского края (таблица 39), согласно данным проекта СиПР ЕЭС на 2021–2027 годы.

Таблица 41

Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Алтайского края на период 2021–2026 годов

млн. кВт·ч

Показатели	Прогнозный период, год					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Электропотребление	10142	10216	10279	10348	10364	10406
Выработка	7325	7387	7632	7766	7762	7820
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	7325	7387	7632	7766	7762	7820
КЭС	0	0	0	0	0	0
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
прочие	0	0	0	0	0	0
Сальдо перетоков электрической энергии*	2817	2829	2647	2582	2602	2586

*(-) – выдача электрической энергии, (+) – прием электрической энергии энергосистемой

Баланс электроэнергии энергосистемы Алтайского края в период 2021–2026 годов прогнозируется с приемом электроэнергии из соседних энергосистем. Прием электроэнергии в 2021 году ожидается на уровне 2817 млн. кВт·ч. К 2026 году прогнозируется снижение приема электроэнергии относительно 2021 года на 231 млн кВт·ч до величины 2586 млн кВт·ч. За период 2021–2026 годы прогнозируется рост электропотребления энергосистемы Алтайского края на 264 млн кВт·ч, при этом, увеличение выработки электроэнергии за тот же период составит 495 млн. кВт·ч.

Величина приема электроэнергии в 2021 году составит 27,8 % от суммарного электропотребления энергосистемы Алтайского края. В результате более низких темпов роста электропотребления по сравнению с темпами роста выработки электростанций, величина приема электроэнергии в 2026 году снизится до 24,9 % от суммарного электропотребления энергосистемы. В виду того, что энергосистема Алтайского края входит в состав территориальной энергосистемы

Республики Алтай и Алтайского края, включающей в себя два субъекта Российской Федерации, ниже представлены перспективные балансы электрической энергии и мощности территориальной энергосистемы в целом.

Таблица 42

Перспективный баланс мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на период 2021–2026 годов

МВт

Показатели	Прогнозный период, год					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимум потребления мощности	1873	1885	1893	1901	1909	1916
Установленная мощность	1692,509	1692,509	1692,509	1692,509	1692,509	1692,509
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС, в том числе	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
КЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
ВИЭ	120	120	120	120	120	120
прочие	0	0	0	0	0	0
Ограничения мощности на час максимума потребления мощности	156,323	156,323	156,323	156,323	156,323	156,323
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	36,323	36,323	36,323	36,323	36,323	36,323
ВИЭ	120	120	120	120	120	120
Располагаемая мощность на час максимума потребления мощности	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС, в том числе	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186	1536,186
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
прочие	0	0	0	0	0	0
Избыток (+) / Дефицит (-)	-336,814	-348,814	-356,814	-364,814	-372,814	-379,814

Таблица 43

**Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Республики
Алтай и Алтайского края на период 2021–2026 годов**

млн. кВт·ч

Показатели	Прогнозный период, год					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление	10683	10761	10827	10900	10918	10961
Выработка	7448	7531	7776	7910	7906	7964
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	7325	7387	7632	7766	7762	7820
КЭС	0	0	0	0	0	0
ВИЭ	123	144	144	144	144	144
прочие	0	0	0	0	0	0
Сальдо перетоков электрической энергии*	3235	3230	3051	2990	3012	2997

*(-) – выдача электрической энергии, (+) – прием электрической энергии энергосистемой

Исходя из данных приведенных в таблице 42 и таблице 43 перспективные балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края складывается с приемом мощности и электроэнергии из соседних энергосистем.

5.6. Прогноз развития энергетики Алтайского края на основе ВИЭ и местных видов топлива

В настоящее время энергетика Алтайского края зависит от поставок угля из других регионов. Удаленность потребителей угля от угледобывающих предприятий предопределяет риски, связанные со своевременной доставкой необходимых объемов топлива, а также его относительно высокую стоимость за счет транспортной составляющей.

Развитие в крае Мунайского бурого угольного месторождения в Солтонском районе способно обеспечить в ближайшие годы потребности в энергетическом угле районов восточной зоны Алтайского края, прилегающих к Солтонскому району (Бийского, Зонального, Смоленского, Советского, Солтонского, Тогульского и Целинного), а в перспективе - потребности новой Алтайской КЭС мощностью 700 МВт в Солтонском районе. Объем производства электроэнергии КЭС оценивается более 4,5 млрд. кВт·ч в год. В настоящее время ведутся поиски инвесторов для строительства.

В случае принятия решения о строительстве Алтайской КЭС необходимо дополнительно обеспечить строительство объектов

электросетевого хозяйства для выдачи мощности станции. Режимно-балансовая необходимость в строительстве электростанции отсутствует. Строительство Алтайской КЭС в проекте СиПР ЕЭС на 2021–2027 годы отсутствует, информация приведена справочно. В то же время, в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1209-р, предусмотрено строительство Алтайской КЭС в долгосрочной перспективе в период с 2030 по 2035 годы.

Алтайский край располагает существенным потенциалом возобновляемых источников энергии. Суммарные ресурсы ВИЭ, доступные потребителям в Алтайском крае, представлены в таблице 44.

Таблица 44

Ресурсы ВИЭ Алтайского края

Ресурсы	Валовый потенциал, млн. т у.т./год	Технический потенциал, млн. т у.т./год	Экономический потенциал, млн. т у.т./год
Малая гидроэнергетика	5,2	1,7	0,9
Энергия биомассы	0,8	0,3	0,2
Энергия ветра	1126,0	87,4	0,4
Энергия солнечной радиации	26038,3	26,0	0,2
Низкопотенциальное тепло	529,9	3,4	0,4
Итого	27700,2	118,9	2,1

Для Алтайского края перспективными направлениями использования ВИЭ являются освоение энергии солнечной радиации и гидро-ветроэнергетического потенциалов и местных видов топлива.

Наиболее благоприятными для размещения ветроэнергетических установок являются территории со среднегодовой скоростью ветра более 4–4,5 м/с. Этим условиям удовлетворяют степные районы Алтайского края.

Города и районы, на территории которых возможна реализация пилотных проектов по сооружению ветрогенерирующих установок малой мощности, приведены в таблице 45.

Таблица 45

Характеристики проектов по сооружению ВЭС на территории Алтайского края

Город, район	Количество, шт.	Установленная мощность, МВт	Расчетная среднегодовая (потенциальная) выработка электроэнергии в год, млн кВт·ч
1	2	3	4
г. Алейск	6	1,8	5,67
г. Барнаул	2	1,0	3,15
г. Камень-на-Оби	4	2,0	6,30
г. Рубцовск	8	4,0	12,60
Завьяловский район	1	0,05	0,15

1	2	3	4
Кулундинский район	25	2,0	39,40
Ключевский район	5	2,5	7,88
Ребрихинский район	4	2,0	6,30
г. Славгород	50	2,0	78,80
Третьяковский район	3	1,5	4,73
Хабарский район	8	4,0	12,60

Гидроэнергетический потенциал рек Алтайского края способен в значительной степени уменьшить дефицит электроснабжения удаленных от существующей энергосистемы сельских районов, а также районов с одноцепными и радиальными физически изношенными линиями электропередачи 10 кВ.

Таблица 46

Основные характеристики малых ГЭС

Наименование малой ГЭС	Место расположения	Установленная электрическая мощность, МВт	Расчетная выработка, млн. кВт·ч
Солонешенская МГЭС	р. Ануй, Солонешенский район	1,2	4,8
Гилевская МГЭС	Гилевское водохранилище, Локтевский район	2,4	8,3
Чарышская МГЭС	р. Чарыш, Чарышский район	15,0	51,8
Красногородская МГЭС	р. Песчаная, Смоленский район	8,0	27,6
Сибирячихинская МГЭС	р. Ануй, в 9 км выше пос. Сибирячиха Солонешенского района	5,0	20,0
Итого		31,6	112,5

Кроме указанных в таблице 46 потенциальных для строительства малых ГЭС, перечень перспективных малых ГЭС Алтайского края включает 26 потенциальных объектов суммарной установленной мощностью 404,0 МВт и расчетной годовой выработкой 1541 млн. кВт·ч.

Информация о месте размещения и мощности каждой из 26 малых ГЭС отсутствует.

Информация о потенциале развития в Алтайском крае малых ГЭС приведена справочно и не учитывается в балансах электрической энергии и мощности.

Перспективным направлением развития энергетики в Алтайском крае, где традиционно развито растениеводство и животноводство, может стать использование биотоплива.

На территории предприятия ЗАО «Алтайский бройлер» возможно

строительство биоэнергетической установки, работающей на энергии, полученной из органических отходов птицефабрики, и вырабатывающей тепловую и электрическую энергию, с одновременным производством экологически чистых минеральных удобрений.

5.7. Расчеты электрических режимов электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Алтайского края, в том числе развивающихся районов города Барнаула.

5.7.1. Анализ энергоузла г.Барнаула

Электроснабжение городского округа – города Барнаула осуществляется от энергосистемы Алтайского края, входящей в состав объединённой энергетической системы Сибири. Опорными центрами питания города являются Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3 и ПС 220 кВ Власиха, связанная по двухцепной ВЛ-220 кВ с ПС 550 кВ Барнаульская (Первомайский район Алтайского края) и ПС 220кВ Чесноковская (г. Новоалтайск). Основными поставщиками электроэнергии в г. Барнауле являются АО «Барнаульская горэлектросеть», а также в наименьшей степени АО «Алтайэнергосбыт».

Управляющей компанией Барнаульской ТЭЦ-2 и Барнаульской ТЭЦ-3 является ООО «Сибирская генерирующая компания». Барнаульская ТЭЦ-2 – одно из важнейших звеньев в работе огромной системы, отвечающей за тепло и комфорт в домах барнаульцев. Барнаульская ТЭЦ-2 имеет стратегическое значение для обеспечения краевого центра теплом и электроэнергией, на ее долю приходится около 45% от общего числа потребителей СГК в Барнауле. Установленная электрическая мощность станции составляет 300,509 МВт, тепловая – 1148 Гкал/ч. Она оборудована двенадцатью котлами и пятью турбинами. Мощность Барнаульской ТЭЦ-2 выдаётся по трём двухцепным ВЛ-110кВ.

Барнаульская ТЭЦ-3 – одна из самых больших и современных станций в Алтайском крае. Она обеспечивает половину краевого центра теплом и горячей водой, а также некоторые предприятия – промышленным паром. Установленная электрическая мощность станции составляет 445 МВт, тепловая – 1450 Гкал/ч. Она оборудована пятью энергетическим и семью водогрейными котлами, тремя турбогенераторами. Мощность Барнаульской ТЭЦ-3 выдаётся по шести двухцепным ВЛ-110 кВ.

ПС 220 кВ Власиха – современный энергообъект который принадлежит ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» – «Западно-сибирское предприятие магистральных электрических сетей». Он не имеет аналогов среди себе подобных по уровню технологической оснащенности, надежности, безопасности и экологичности. Это первая в Алтайском крае подстанция закрытого типа, работающая на элегазовом оборудовании. Благодаря комплектным распределительным устройствам уменьшена площадь подстанции, увеличена ее экологичность и пожаробезопасность. Применение КРУЭ позволило также надежно защитить оборудование от воздействия окружающей среды и продлить срок его

службы. ПС 220 кВ Власиха обеспечивает электроснабжение Барнаула, а также близлежащих районов края. Данная подстанция удовлетворяет растущий спрос потребителей электроэнергии и дает импульс дальнейшему развитию экономики города.

Источниками покрытия электрических нагрузок города являются 44 подстанции, в том числе:

- ПС-220кВ – 1 шт.;
- ПС-110/10кВ – 16 шт.;
- ПС-110/6кВ – 16 шт.;
- ПС-35/10кВ – 1 шт.;
- ПС-35/6кВ – 10 шт.

В энергосистеме города Барнаула по состоянию на 01.01.2021 находится 56 распределительный пункт (РП) 6-10кВ, собственником которых является БСК и 7 распределительных пунктов (РП) 10 кВ, собственником которых является ООО «Энергия-Транзит».

Суммарная протяжённость питающих линий 6-10 кВ составляет 490,775 км (все кабельные) (БСК), 62,437 км (кабельные) и 2,004 км (кабельно-воздушные) (ООО «Энергия-Транзит»).

Общая протяжённость распределительных линий 6-10 кВ составляет 1032,945км (БСК), 55,963 км (ООО «Энергия-Транзит») из них:

- кабельных – 797,896 км (БСК), 55,963 км (ООО «Энергия-Транзит»);
- воздушных – 235,049км (БСК).

Для повышения уровня эксплуатации электрических сетей 6-10 кВ и сокращения затрат на обслуживание применяются при строительстве и реконструкции ПС, РП, а в отдельных случаях и ТП, камеры с вакуумными либо элегазовыми выключателями и микропроцессорной релейной защитой. Для компенсации емкостных токов замыкания на землю, установлены заземляющие дугогасящие реакторы в соответствии с рекомендациями.

5.7.2. Расчет электроэнергетических режимов энергоузла г. Барнаула

В связи с тем, что г. Барнауле с увеличением строительства жилья и объектов административно-торгового и социально-бытового назначения увеличиваются коммунально-бытовые нагрузки, возникла необходимость провести расчеты электрических режимов в кольце ПС Опорная – ПС Подгорная – ТЭЦ-3 – ТЭЦ-2 с имеющейся нагрузкой, приведенной к максимуму потребления 2022 – 2026 годов, а также по нагрузке за час зимнего минимума, летнего максимума и летнего минимума.

Ограничивающие элементы в этой сети ТТ – 600 А на ПС Опорная и ПС Подгорная, ВЧЗ – 630 А на ПС Сибэнергомаш и провод на ВЛ ОП-93, ОП-94 – АЕРО-Z 177-1Z.

Максимальное потребление энергоузла г. Барнаула получено в результате пропорционального увеличения потребления мощности в ПВК RastrWin по Алтайской энергосистеме до прогнозной мощности

на 2022 – 2026 годов.

Расчетная модель, сформированная в программно-вычислительном комплексе RastrWin, включает в себя основную электрическую сеть 220 кВ и распределительные сети 110 кВ Алтайской энергосистемы, расположенные на территории городского округа. В перспективной расчетной схеме были учтены вводы новых, техническое перевооружение и реконструкция существующих электросетевых объектов 110 кВ в пределах городского округа и в прилегающей сети на основании следующих документов:

Схема и программа «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2021–2025 годы;

документов и предложений энергокомпаний.

Согласно перечисленным выше документам и предложениям, в расчетной модели этапа 2024 года учтены следующие мероприятия в части нового строительства и реконструкции сетей 110 кВ:

строительство ПС 110 кВ Ковыльная (2x16 МВА) с переводом части нагрузки с ПС 110/10 кВ КМК № 20, что позволит разгрузить трансформаторы данной подстанции. Для присоединения подстанции будет выполнена реконструкция ВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (ВТ-111) с разрезанием линии и строительством шлейфового захода на ПС 110 кВ Ковыльная с образованием новых ВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная и ВЛ 110 кВ Ковыльная» – Топчихинская;

Режимы работы электрической сети 110 кВ городского округа – г. Барнаула рассмотрены по отдельным участкам – транзитам 110 кВ между опорными подстанциями, электростанциями:

- транзит 110 кВ Власиха – Арбузовская;
- транзит 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха;
- транзит 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная – Опорная;
- транзит 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Барнаульская ТЭЦ-3;
- транзит 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная;
- транзит 110 кВ Опорная – Чесноковская.

Располагаемые мощности электростанций по сезонам года (зима/лето) приведены ниже в таблице 47.

Таблица 47

Участие электрических станций г. Барнаул в режимах

Наименование электростанции	Располагаемая мощность, МВт	
	Режим зимы	Режим лета
Барнаульская ТЭЦ-2	300	205
Барнаульская ТЭЦ-3	445	293
Барнаульская ГТ ТЭЦ	36	31,2

Расчеты электроэнергетических режимов проведены для температуры

наружного воздуха, определенной в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования». Значения температуры приведены в таблице 50.

Расчет режимов в электрической сети 110 кВ г.Барнаула

По результатам расчетов выявлен перегруз по току элементов сети 110 кВ в следующих схемно-режимных ситуациях:

при отключении одной ВЛ 110 кВ на транзите Барнаульская ТЭЦ-2 – ПС Опорная выявлен перегруз по току оставшейся в работе ВЛ 110 кВ;

при одновременном отключении ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная I цепь с отпайкой на ПС Кристалл и ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная II цепь с отпайкой на ПС Кристалл выявлен перегруз по току ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101).

Превышение допустимой токовой нагрузки на этих ВЛ в расчетных моделях обусловлено загрузкой Барнаульских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Барнаульской ГТ ТЭЦ до значений максимальной располагаемой мощности. При снижении генерации Барнаульской ТЭЦ-2, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) снижается до длительно допустимых значений. После ввода в работу АОПО ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101) или ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100) на Барнаульской ТЭЦ-2, ограничение станции осуществляется только в послеаварийном режиме действием противоаварийной автоматики.

Результаты расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения для данных режимов 2022 года сведены в таблицы 17-18 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 154-159 Тома 2.

Место для строительства новой ПС 110 кВ Ковыльная территориально расположено в черте г. Барнаула, однако по топологии сети не относится к электрической сети 110 кВ г. Барнаула, поэтому результаты электрических расчетов по данному участку сети представлены в описании Барнаульского энергорайона в разделе 5.7.4

Расчеты режимов на 2022, 2024 годы

В связи с тем, что на 2023, 2025–2026 годы выполнение мероприятий, влияющих на работу энергосистемы, не запланировано и потребление увеличивается не существенно, расчеты режимов на 2023, 2025 – 2026 годы не приведены в работе.

5.7.3 Рекомендации по развитию энергоузла г. Барнаула

Разработаны следующие мероприятия по развитию энергосистемы г. Барнаула:

строительство ПС 110/10 кВ Ковыльная. Проектная документация на

ПС разработана ООО «ПМК Сибири» (г.Красноярск) в 2015 году. На данный момент ведется актуализация документации. Предусмотрен перевод части нагрузок с ПС 110 кВ КМК на ПС 110 кВ Ковыльная.

В качестве рекомендаций администрации г. Барнаула совместно с электросетевыми компаниями необходимо проработать вопрос по:

энергоснабжению точечной застройки Центрального района г. Барнаула;

подключению новых потребителей в нагорной части г. Барнаула (жилой комплекс Хорошеево и прилегающие территории перспективной жилой застройки);

подключению новых потребителей в Индустриальном районе г. Барнаула (микрорайоны перспективной жилой застройки многоквартирных домов);

подключению новых потребителей в Октябрьском районе г. Барнаула (точечная застройка многоквартирных домов).

Также одной из основных задач электросетевых предприятий в области энергосбережения является снижение потерь электроэнергии при её передаче и распределении.

Одним из основных направлений по снижению потерь электроэнергии является совершенствование коммерческого учёта на основе развития АИИС КУЭ, ликвидация безучётного потребления и случаев хищения.

Важнейшим направлением снижения технических потерь электроэнергии в электрических сетях среднего напряжения является оптимизация потокораспределения мощностей (в том числе, ликвидация встречных потоков по ЛЭП) и переход на более высокий класс напряжения сети.

В целях энергосбережения и повышения энергетической эффективности предусматриваются следующие решения:

оптимизации схемы распределительных сетей 6-10 кВ за счёт ликвидации встречных потоков мощностей – оптимизация точек деления сети;

увеличение, в отдельных случаях, сечений линий 6-10 кВ, с доведением их до номинальной загрузки;

применение защищённого провода, марки СИП-3, позволит снизить потери электроэнергии в сетях 6-10 кВ за счёт уменьшения реактивного сопротивления.

Достижение дополнительного экономического эффекта возможно при внедрении следующих мероприятий:

снижение перетоков реактивной мощности в линиях 6-10 кВ за счёт повышения коэффициента реактивной мощности;

компенсация реактивной мощности, а соответственно и снижение перетоков реактивной мощности по линиям 6-10 кВ, может быть достигнуто за счёт установки компенсирующих реактивную мощность устройств. Наиболее эффективна компенсация реактивной мощности непосредственно у потребителей электроэнергии вследствие их относительно незначительной

мощности и низкой стоимости;

развитие автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии с доведением случаев хищения до минимума;

совершенствование системы технического учёта с целью сокращения технических потерь электроэнергии (применение приборов учёта и других устройств в измерительных цепях повышенных классов точности).

Реализация вышеперечисленных решений позволит уменьшить объём используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования и, как следствие, сократить потери электроэнергии в электрических сетях.

5.7.4 Расчеты электрических режимов электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Алтайского края

Расчеты электроэнергетических режимов для нормальных и послеаварийных ремонтных схем проведены для зимних и летних максимумов и минимумов нагрузки для каждого года планирования (2022–2026 год). В качестве исходных данных приняты данные зимнего контрольного замера и летнего контрольного замера 2020 года.

Прогнозная максимальная мощность Алтайского края соответствует данным приведенным в таблице 48.

Таблица 48

	Потребление, МВт			
	Зима		Лето	
	макс	мин*	макс*	мин*
2022	1781	1193	1311	828
2023	1788	1198	1316	831
2024	1796	1203	1322	835
2025	1803	1208	1328	838
2026	1810	1212	1333	841

* - для расчета потребления летних максимумов нагрузки использован коэффициент сезонности, для определения зимних/летних минимумов нагрузки использованы коэффициенты неравномерности нагрузки в течение суток.

Генерация станций, принятая в расчетных моделях приведена в таблице 49.

Таблица 49

Наименование станции	Генерация, МВт			
	Зима		Лето	
	максимум	минимум	максимум	минимум
Барнаульская ТЭЦ-2	235,5	235,5	125	125
Барнаульская ТЭЦ-3	445	445	194	194
Бийская ТЭЦ-1	419,7	419,7	270	270
Барнаульская ГТ ТЭЦ	0	0	0	0

Расчеты электроэнергетических режимов проведены для температуры наружного воздуха, определенной в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования». Значения температуры приведены в таблице 50.

Таблица 50

Зимние режимы максимальных и минимальных нагрузок		Летний режим максимальных нагрузок	Летний режим максимальных и минимальных нагрузок
температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0.92, °С	расчетная температура наружного воздуха, °С	температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0.98, °С	среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, °С
-36	-5	30	20

При расчетах электрических режимов учтена реализация мероприятий по развитию Алтайской энергосистемы, приведенных в таблице 51.

Таблица 51

Наименование мероприятия	Примечание
Развитие электрических сетей	
на 2021 год	
Строительство ПС 220 кВ Цемент с отпайкой от ВЛ 220 кВ Смазнево – Артышта	
на 2022 год	
Строительство ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская Долина (Республика Алтай)	
Строительство ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Манжерокская (Республика Алтай)	
на 2023 год	
Строительство ПС 110 кВ Ковыльная	Планируемая нагрузка на ПС 110 кВ Ковыльная на год ввода – 14,174 МВт

В связи с незначительным увеличением установленной генерирующей мощности станций и прогнозируемым приростом нагрузки, не превышающем 0,4 % в год, режимно-балансовая ситуация в целом на территории края существенно не изменится.

В работе приведены расчеты нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов, выполненные по энергорайонам.

Расчеты режимов на 2022 год

Бийский энергорайон

В Бийском энергорайоне введены в эксплуатацию новые подстанции 110 кВ: ПС 110 кВ Бирюзовая Катунь, ПС 110 кВ Сибирская монета.

Для развития туристско рекреационного потенциала предгорных районов Алтайского края и Республики Алтай должно быть надежное обеспечение электроснабжения потребителей.

Проведены расчеты нормальных и послеаварийных ремонтных схем для зимних и летних максимумов и минимумов нагрузки для каждого года планирования (2022–2026 год) в Бийском энергорайоне.

Снижение напряжения ниже критического значения в сети 110 кВ выявлено в режимах зимних максимумов 2022–2026 годов при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) в ремонтной схеме с выведенной ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165). Для ввода режима в допустимую область и повышения напряжения выше аварийно допустимых значений требуется воздействие АОСН на отключение В-10 Т-1 и В-10 Т-2 ПС 110 кВ Горно-Алтайская, а также повышения уровня напряжения на шинах 110 кВ Бийской ТЭЦ и ПС 220 кВ Бийская до уровня наибольшего рабочего 126 кВ.

Параметры режима для всех остальных вариантов расчета находятся в области допустимых значений: токовая загрузка элементов не превышает длительно допустимую, уровни напряжения в сети 110 кВ не ниже минимально допустимых.

Результаты расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения для нормальных и послеаварийных режимов для зимнего и летнего периодов 2022 года сведены в таблицы 1-4 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 1-41 Тома 2.

Кулундинский энергорайон

В Кулундинском энергорайоне не запланированы изменения в конфигурации сети, технические условия на присоединение крупных потребителей электроэнергии отсутствуют. В связи с этим результаты расчетов электрических режимов в данной работе не представлены.

Рубцовский энергорайон

В Рубцовском энергорайоне не запланированы изменения в конфигурации сети, технические условия на присоединение крупных потребителей электроэнергии отсутствуют. В связи с этим результаты расчетов электрических режимов в данной работе не представлены.

Барнаулский энергорайон

Строительство ПС 110 кВ Ковыльная

Присоединение ПС 110 кВ Ковыльная планируется к проходящей рядом с участком для строительства КВЛ 110 кВ Власихинская - Топчихинская (ВТ-111) путем ее разрезания и организации заходов на РУ-110 кВ проектируемой подстанции. При этом образуются две новых линии: КВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная и ВЛ 110 кВ Ковыльная – Топчихинская с отпайками.

По результатам расчётов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения выявлено снижение

уровня напряжения ниже аварийно допустимого значения при одновременном отключении КВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная и КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками в режиме зимнего максимума 2024 года. Однако выполнение схемно-режимных мероприятий (повышения напряжения на ПС 220 кВ Южная путем изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов) позволит повысить напряжение на ПС 110 кВ Ковыльная выше аварийно допустимого значения (85 кВ).

Выполнение схемно-режимных мероприятий (повышения напряжения на ПС 220 кВ Южная и ПС 220 кВ Горняк путем изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов, увеличения выдачи реактивной мощности на Бийской ТЭЦ) позволило повысить напряжение на ПС 110 кВ Ковыльная до уровня 89,4 кВ.

При отключении КВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками составит 321 А в начале линии и 269 А в конце линии. Длительно допустимый ток по данной ЛЭП составляет 330 А и ограничивается трансформатором тока на ПС 110 кВ Приобская. На ПС 220 кВ Власиха трансформатор тока имеет номинал 1000 А. Таким образом токовой перегрузки элементов сети 110 кВ не возникает.

Результаты расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения для нормальных и послеаварийных режимов для зимнего и летнего периодов 2024 года сведены в таблицы 9-12 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 78-106 Тома 2.

Расчеты режимов на 2023, 2025–2026 годы

В связи с тем, что на 2023, 2025–2026 годы выполнение мероприятий, влияющих на работу энергосистемы, не запланировано и потребление Алтайского края увеличивается не существенно, расчеты режимов на 2023, 2025-2026 годы не приведены в работе.

5.8. Предложения по развитию электрической сети.

5.8.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техпереворужению, демонтажу электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, выполненных в 2020 году.

Ввод новых и завершение реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства 110 кВ в 2020 г. не осуществлялся.

5.8.2. Предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше.

По каждому мероприятию, указанному в СиПР Алтайского края, проводится техническое обоснование реализации данного мероприятия с указанием рекомендуемого года реализации мероприятия.

В целях формирования единого документа по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в Алтайском крае и реализации важнейших инвестиционных проектов сетевых организаций разработаны схема и программа, включающие перечень электросетевых объектов напряжением

110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения «узких мест».

При разработке СиПР Алтайского края учтены следующие материалы:

- 1) проект СиПР ЕЭС России на 2021–2027 годы;
- 2) предложения органов исполнительной власти Алтайского края;
- 3) предложения Новосибирского РДУ;
- 4) предложения электросетевых организаций;
- 5) договоры на технологическое присоединение к электрическим сетям;
- 6) результаты расчетов электроэнергетических режимов.

На территории Алтайского края в соответствии с договорами технологического присоединения планируется строительство и реконструкция объектов 110 кВ и выше.

Таблица 52

№ п/п	ПС	Собственник	Год ввода
1.	Строительство ПС 220 кВ Цемент с отпайкой от ВЛ 220 кВ Смазнево – Артышта	ОАО «Цемент»	2021*

* - в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2021 – 2027 годы

5.8.3. Предложения по развитию электрической сети напряжением 6-10-35 кВ.

По данным, предоставленным Администрацией г. Барнаула в период до 2025 года планируется выполнить:

замену оборудования 6 кВ на ПС-110/6кВ АТИ с установкой вакуумных выключателей, замена оборудования на ПС 110 кВ АТИ обусловлена неудовлетворительным техническим состоянием существующего оборудования;

реконструкцию РП-32, РП-42, РП-43, РП-46, РП-50, РП-51, РП-52, РП-53, РП-54, РП-55, РП-56, РП-57, РП-58, РП-59;

строительство электрических сетей для технологического присоединения новых потребителей;

монтаж интеллектуальных систем учета электрической энергии;

строительство распределительного пункта 6 кВ (РП-6 кВ) в районе ПС 110 кВ № 13 Подгорная с обеспечением питанием от ПС 110 кВ № 13 Подгорная для обеспечения надежного электроснабжения строящихся объектов жилого фонда Центрального района г. Барнаула;

строительство распределительного пункта 6 кВ (РП-6 кВ) в районе пересечения улиц Советской Армии и Телефонная с обеспечением питанием от ПС 35 кВ №10 2-й Подъем для обеспечения надежного электроснабжения строящихся объектов жилого фонда в указанном районе, в том числе в границах улиц Советской Армии, Витебская, Минская.

Таблица 53

Перечень мероприятий по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше на территории Алтайского края

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения, описание мероприятия	Собственник объекта	Основание включения в перечень	Рекомендуемые годы реализации	Отчетные характеристики	Проектные характеристики	Стоимость, строительства с НДС, млн. руб.	Планируемые капвложения по годам, (по данным субъектов электроэнергетики) млн. руб., с НДС						
								2021 (за рамками планируемого перечня мероприятий)	2022	2023	2024	2025	2026	Итого 2021-2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	Мероприятия, направленные на исключение риска выхода параметров энергетического режима в область допустимых значений													
1.1	Объекты 110 кВ													
1.1.1	Строительство ПС 110/10 кВ Ковыльная с 2-мя трансформаторами 2х16 МВА	Алтайэнерго	Ликвидация ГАО	2023	-	2х16 МВА, 0,1 км	245,6	6,8	42,3	193,6	0,0	0,0	0,0	242,7
2	Мероприятия необходимые для осуществления ТП новых потребителей													
2.1	Объекты 220 кВ													
2.1.1	Строительство ПС 220 кВ Цемент с отпайкой от ВЛ 220 кВ Смазнево – Артышта (за рамками планируемого периода)	ОАО «Цемент»	Проект СиП ЕЭС на 2021-2027 гг.	2021	-	1х25 МВА, 6,5 км	400,0	400,0	-	-	-	-	-	400,0

Плановые значения показателей надежности в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Алтайского края, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов

Наименование территориальной сетевой организации	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки					
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Алтайэнерго	2,5009	2,4634	2,4264	2,3816	2,3816	2,4123
	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки					
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Алтайэнерго	1,8367	1,8092	1,7820	1,7590	1,7590	1,7780

Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении Алтайэнерго, БСК, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Алтайского края показывает, что с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов программы развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше на территории Алтайского края на 2021–2026 годы показатели могут быть достигнуты.

5.9. Анализ баланса реактивной мощности

Анализ результатов расчетов показал, что в послеаварийном режиме с отключением ВЛ 110 Власиха – Приобская с отпайками (ВЛ ВП-52) и ВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная при полном наборе мощности ПС 110 кВ Ковыльная в соответствии с ТУ на ТП в режимах зимних максимумов нагрузок возможно снижение напряжения на ПС 110 кВ Ковыльная ниже минимально допустимых значений. Повышение напряжения на ПС 110 кВ Ковыльная возможно путем изменения положения РПН на ПС 220 кВ Южная и увеличения напряжения на шинах 110 кВ Бийской ТЭЦ.

Снижение напряжения ниже допустимых значений на других ПС энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) не выявлено.

Проведенный анализ режимов минимальных нагрузок показал отсутствие превышения наибольших рабочих напряжений (126 кВ, 252 кВ, 525 кВ).

Необходимость разработки мероприятий по компенсации реактивной мощности отсутствует.

5.10. Сводные данные по развитию электрической сети края, класс напряжения которой ниже 110 кВ.

Таблица 55

Сводные данные по развитию электрической сети края, класс напряжения которой ниже 110 кВ

Наименование территориальной сетевой компании	Мероприятия	Ввод объектов инвестиционной деятельности (мощностей) в эксплуатацию						
		Наименование показателя	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «СК Алтайкрайэнерго»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	2,71	1,89	0,81	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	1,37	0,57	0,81	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	1,34	1,32	0,0	0,0	0,0	0,0
		Приобретение, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	42,202	75,443	51,588	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	26,751	53,026	33,666	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	15,451	22,417	17,922	0,0	0,0	0,0
		Приобретение, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Алтайэнерго	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	5,6	5,8	8,0			
		Реконструкция, МВА	1,7	1,8	2,6			
		Новое строительство, МВА	5,3	5,3	5,2			

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Приобретение		0,0	0,0	0,0	0,0	
		Всего по линиям электропередачи, км	173,61	337,0	307,1	299,7		
		Реконструкция, км	173,61	273,0	239,9	227,7		
		Новое строительство, км		64,0	67,2	72,0		
		Приобретение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
БСК	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	16,0	50,0	10,0
ООО «Заринская сетевая компания»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Реконструкция, МВА	6,0	0,0	0,0	16,0	50,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	16,0	50,0	10,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
МУМКП ЗАТО Сибирский	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
филиал «Сибирский» ОАО «Оборонэнерго»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООО «Регион-Энерго»	строительство и реконструкция	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
РЖД	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООО «Энергия-Транзит»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

5.11. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Алтайского края в топливе.

Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний на перспективу до 2026 года определена исходя из прогнозируемых объемов выработки электрической и тепловой энергии с учетом удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, а также с учетом демонтажа и ввода генерирующего оборудования в период 2021–2026 годов.

Таблица 58

Фактическая и плановая потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период 2021–2027 годов

Год	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
	тыс. т у.т.		тыс. т у.т.		тыс. т у.т.		тыс. т у.т.		тыс. т у.т.	
2021 (факт)	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2022	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2023	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2024	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2025	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2026	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2027	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0

Существенных изменений в пропорциях структуры использования топлива электростанциями и котельными генерирующими компаниями Алтайского края в период до 2026 года не предполагается. Доминирующим видом топлива в энергетике края останется каменный уголь.

5.12. Анализ наличия разработанных схем теплоснабжения городов Алтайского края.

Обязательность наличия выполненных схем теплоснабжения МО субъектов Российской Федерации установлена Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (далее – «Федеральный закон № 190-ФЗ»).

Схемы теплоснабжения разработаны на основе документов территориального планирования поселений, городских округов, утвержденных в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности. Схемы теплоснабжения разработаны на срок не менее 15 лет и подлежат ежегодной актуализации.

Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения схем теплоснабжения утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 (далее – постановление № 154).

Схема теплоснабжения г. Барнаула до 2036 года утверждается приказом Минэнерго России. Схемы теплоснабжения остальных муниципальных образований Алтайского края утверждаются органами местного самоуправления.

Объем требований к структуре и содержанию схем теплоснабжения зависит от численности населения в поселениях: до 10 тыс. человек; от 10 до 100 тыс. человек; свыше 100 тыс. человек.

В Алтайском крае численность свыше 100 тыс. человек имеет г. Барнаул (696,9 тыс. человек), г. Бийск (209,2 тыс. человек) и г. Рубцовск (141,6 тыс. человек).

Девятнадцать муниципальных образований Алтайского края имеют численность населения от 10 тыс. до 100 тыс. человек, в том числе:

г. Новоалтайск – 74,6 тыс. человек;

г. Заринск – 45,9 тыс. человек;

г. Камень-на-Оби – 40,5 тыс. человек;

г. Славгород – 39,0 тыс. человек;

г. Алейск – 28,9 тыс. человек;

г. Яровое – 18,1 тыс. человек;

г. Белокуриха – 15,2 тыс. человек;

ЗАТО Сибирский – 12,1 тыс. человек;

г. Змеиногорск – 10,2 тыс. человек;

г. Горняк – 12,3 тыс. человек;

сельское поселение Алтайский сельсовет Алтайского района – 14,2 тыс. человек;

городское поселение Благовещенский поссовет Благовещенского района – 11,3 тыс. человек;

сельское поселение Кулундинский сельсовет Кулундинского района – 14,6 тыс. человек;

сельское поселение Михайловский сельсовет Мамонтовский района – 10,2 тыс. человек;

сельское поселение Михайловский сельсовет Михайловского района – 10,7 тыс. человек;

сельское поселение Павловский сельсовет Павловского района – 13,9 тыс. человек;

сельское поселение Поспелихинский Центральный сельсовет Поспелихинского района – 11,5 тыс. человек;

городское поселение Тальменский поссовет Тальменского района – 18,9 тыс. человек;

сельское поселение Шипуновский сельсовет Шипуновского района – 12,8 тыс. человек.

В соответствии с постановлением № 154 для вышеуказанных поселений, кроме г. Барнаула, схемы теплоснабжения разработаны в соответствии со всеми требованиями указанного постановления кроме требований по разработке схемы теплоснабжения в части разработки Электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа.

Схема теплоснабжения г. Барнаула разработана в соответствии с требованиями постановления № 154 и включает Электронную модель системы теплоснабжения городского округа.

Для поселений Алтайского края существует два варианта разработки схем теплоснабжения:

для поселений, в которых в соответствии с документами территориального планирования используется индивидуальное теплоснабжение потребителей тепловой энергией, соблюдение требований, касающихся структуры схемы теплоснабжения и содержания информации, утвержденных постановлением № 154, не является обязательным;

для поселений, в которых в соответствии с документами территориального планирования используется централизованное теплоснабжение потребителей тепловой энергией, соблюдение требований, касающихся структуры схемы теплоснабжения и содержания информации, утвержденных постановлением № 154, является обязательным.

При анализе наличия схем теплоснабжения городов Алтайского края установлено следующее.

1) В 2013 году администрацией г. Барнаула была разработана Схема теплоснабжения городского округа г. Барнаула (исполнитель – ООО Строительная компания «ИНМАР» (г. Москва). Актуализированная схема теплоснабжения г. Барнаула до 2036 года утверждена приказом Минэнерго России от 12.11.2020 № 992.

2) В 2013 году была разработана схема теплоснабжения г. Бийска до 2030 года. Актуализированная схема теплоснабжения г. Бийска до 2033 года утверждена постановлением Главы г. Бийска от 27.10.2020 № 1923. Схема теплоснабжения не включает новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных. Перечень котельных, запланированных к реконструкции и строительству, представлен в указанном постановлении.

3) Схема теплоснабжения г. Рубцовска Алтайского края на период до 2035 года утверждена постановлением администрации г. Рубцовска от 30.06.2020 № 1614.

4) Схема теплоснабжения г. Новоалтайска Алтайского края на период 2013–2028 годов разработана в 2014 году. Актуализированная схема теплоснабжения утверждена постановлением администрации г. Новоалтайска от 08.05.2020 № 681.

5) Схема теплоснабжения муниципального образования город Заринск Алтайского края разработана и утверждена постановлением администрации города Заринска Алтайского края от 13.04.2015 № 412. Актуализация схемы теплоснабжения была проведена 18.08.2020.

6) Схема теплоснабжения г. Камня-на-Оби Алтайского края до

2029 годы утверждена в 2014 году.

7) В 2016 году администрацией г. Славгорода была разработана и утверждена схема теплоснабжения городского округа Славгорода на период 2016–2031 годов и актуализирована в 2020 году.

8) Схема теплоснабжения г. Алейска на период до 2035 года утверждена в 2019 году.

9) Схема теплоснабжения г. Яровое на период до 2027 года разработана и утверждена администрацией города в 2013 году. Актуализированная схема теплоснабжения утверждена постановлением администрации г. Яровое от 22.04.2020 № 348. Новое строительство, расширение ТЭЦ и котельных не планируется.

10) Схема теплоснабжения муниципального образования города Белокуриха Алтайского края, утверждена постановлением администрации города от 09.12.2013 № 238 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования город Белокуриха Алтайского края».

Схема теплоснабжения не предусматривает строительства новых и расширения существующих ТЭЦ и крупных котельных.

11) Схема теплоснабжения ЗАТО Сибирский Алтайского края утверждена решением Совета депутатов ЗАТО Сибирский от 22.04.2014 № 46/273 «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа закрытого административно-территориального образования Сибирский Алтайского края».

12) Схема теплоснабжения г. Змеиногорска утверждена постановлением администрации г. Змеиногорска от 29.04.2015 № 109.

13) Разработана и утверждена постановлением Администрации Локтевского района от 03.06.2020 № 233 схема теплоснабжения г. Горняк Локтевского района Алтайского края на 2012–2015 годы и на период до 2027 года.

5.13. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения.

В настоящее время внедрению комбинированного производства электрической энергии на базе ПГУ в Алтайском крае препятствуют следующие факторы:

ограниченное количество крупных узлов нагрузки;

наличие недозагруженных мощностей по производству тепла, вызванное снижением его потребления промышленными предприятиями;

относительная дороговизна строительства ПГУ-ТЭЦ в условиях ограниченных инвестиционных возможностей в Алтайском крае;

консолидация энергетических и угледобывающих активов, преопределяющая заинтересованность в использовании угля в качестве топлива.

Строительство в Алтайском крае ГТУ-надстроек для паросиловых блоков на существующих ТЭЦ и строительство ПГУ на их базе, строительство иных ТЭЦ с ПГУ и ГТ установками с одновременным

выбытием котельных в 2019–2024 годах существующими схемами теплоснабжения муниципальных образований, а также планами генерирующих компаний не предусматривается ввиду отсутствия предпосылок для этого. Также в крае не предусматривается переоборудование котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Для модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований края, генерирующими и сетевыми компаниями в основном планируются мероприятия по следующим направлениям:

реконструкция тепловых сетей с увеличением их диаметра;

строительство новых магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

новое строительство тепловых сетей для обеспечения надежности;

строительство новых котельных в целях обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

реконструкция котельных с целью повышения энергетической эффективности работы источника тепловой энергии, увеличения установленной тепловой мощности, обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, в том числе с расширением котельных и одновременным закрытием котельных с демонтажем старого оборудования;

обновление основного оборудования ТЭЦ.

Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников в 2019–2024 годах по городам Алтайского края на основании разработанных схем теплоснабжения (или программ развития коммунальной инфраструктуры – при отсутствии выполненной схемы теплоснабжения) включают следующие мероприятия:

1) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Барнаула.

Администрацией г. Барнаула определены основные направления модернизации теплоснабжения города в отношении теплоисточников в целях обеспечения покрытия нагрузок новых потребителей:

модернизация оборудования Барнаульской ТЭЦ-2 (реконструкция турбины типа Р-50-130-1, турбина ст. № 7 перемаркирована в 2019 году);

модернизация оборудования Барнаульской ТЭЦ-3;

реконструкция изношенного оборудования котельных, ЦТП;

перевод на газовое топливо муниципальных отопительных котельных.

В рамках развития систем теплоснабжения г. Барнаула планируется реализация следующих проектов по техническому перевооружению источников теплоснабжения:

В 2010 году ООО «ЭнергоФиктнер» выполнило предварительное ТЭО «Разработка обоснования инвестиций расширения Барнаульской ТЭЦ-3 энергоустановками общей мощностью 100 МВт», в котором было

предложено 9 вариантов состава основного оборудования для расширения станции, в том числе вариант с пылеугольным теплофикационным энергоблоком, включающим:

- один пылеугольный энергетический паровой котел типа Е-500;
- одну паротурбинную установку типа Т-100.

В соответствии со схемой теплоснабжения городского округа – города Барнаула Алтайского края на период до 2033 года, АО «Барнаульская теплосетевая компания» мероприятие по переключению выполнено в 2019 году от котельной МУП «Энергетик» г.Барнаула по адресу: Лесной тракт, 75 на теплоисточник АО «Барнаульская ТЭЦ-3» со строительством тепловой сети от существующей тепломагистрали п.Новосиликатный вдоль просеки ВЛ 35кВ через п.Борзовая Заимка до котельной Лесной тракт, 75. Переключение потребителей котельной Лесной тракт, 75 на источники с комбинированной выработкой теплоэнергии и электроэнергии привело к снижению расхода топлива на выработку электроэнергии, сокращению затрат на оплату труда работников, сокращению платы за выбросы, затрат на топливо, цеховых и общехозяйственных расходов.

2) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Бийска.

В 2017–2030 годах в г. Бийске предусмотрено строительство и реконструкция котельных:

№ 10, реконструкция и строительство (4,3 Гкал/ч – завершение в 2020 году, 10,32 Гкал/ч – завершение в 2025 г., 4,3 Гкал/ч – завершение в 2030 году);

№ 14, реконструкция и строительство (30,19 Гкал/ч, в том числе: 9,55 Гкал/ч – завершение в 2020 году, 10,32 Гкал/ч – завершение в 2025 году, 10,32 Гкал/ч – завершение в 2030 году);

№ 42, реконструкция (15,47 Гкал/ч, в т. ч.: 10,32 Гкал/ч – завершение в 2015 году, 5,15 Гкал/ч – завершение в 2020 году);

котельной микрорайона «Флора», строительство (34,4 Гкал/ч, в т. ч., 17,2 Гкал/ч – завершение в 2025 году, 17,2 Гкал/ч – завершение в 2030 году);

котельной промзоны, строительство (1,33 Гкал/ч, завершение в 2020 году).

В 2019–2022 годах планируется перевод схемы горячего водоснабжения по системе централизованного теплоснабжения от Бийской ТЭЦ-1 с открытой схемы на закрытую. Перевод открытой системы ГВС на закрытую позволяет обеспечить:

- снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;

- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;

- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;

- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение перетопов во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;

снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;

снижение аварийности систем теплоснабжения.

Кроме того, для развития теплосетевого хозяйства г. Бийска необходима реконструкция магистральных тепловых сетей от ТЭЦ, замена насосного оборудования ПНС, ежегодная замена ветхих участков трубопроводов тепловых сетей протяжённостью не менее 7 км, что позволит улучшить эксплуатационные качества и надёжность теплоснабжения потребителей тепловой энергии города, а так же возможность присоединения новых потребителей без снижения качества теплоснабжения подключённых потребителей.

3) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Рубцовска.

В г. Рубцовске преобладает централизованное теплоснабжение (тепловая станция, котельные). Производство тепловой энергии для населения г. Рубцовска осуществляет единая теплоснабжающая организация – АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» (тепловая станция и 13 котельных западного поселка).

Между администрацией г. Рубцовска и ООО «СГК» было подписано концессионное соглашение в отношении объектов коммунальной инфраструктуры на территории муниципального образования г. Рубцовск Алтайского края сроком до 2032 года, согласно которому вложения в систему теплоснабжения составляют порядка 2,0 млрд. рублей.

С февраля 2017 года в г. Рубцовске осуществляется масштабный проект техперевооружения тепловых сетей. Завершено строительство перемычки, соединяющей северный и южный контуры теплоснабжения. Стоимость строительства составила 360,0 млн. рублей. На ЮТС с целью увеличения имеющийся тепловой мощности, создания резерва надёжности теплоснабжения города завершён монтаж двух котлоагрегатов мощность 30 Гкал/час каждый. Финансовые затраты на реализацию мероприятий инвестиционной программы АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» составили более 1,0 млрд. рублей. По информации АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» в 2019 году выполнены работы по монтажу турбогенератора мощностью 6 МВт на ЮТС. Необходимость ввода в работу данного турбоагрегата по режимно-балансовым условиям отсутствует. Работы по модернизации тепловых сетей города будут продолжаться до 2023 года.

4) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Новоалтайска.

В соответствии с инвестиционной программой ООО «Новоалтайские тепловые сети» в городе ведутся работы по переводу открытой системы отопления для нужд горячего водоснабжения на закрытую систему.

В период 2022–2024 годы планируется реконструкция котельной № 1.

В 2019–2021 годах МУП г. Новоалтайска «НТС» планируется выполнение инвестиционной программы по развитию, реконструкции, и модернизации системы теплоснабжения от теплового пункта № 1 г. Новоалтайска собственными силами. Ориентировочная стоимость мероприятий составит 33,0 млн. рублей.

5) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Заринска.

Мероприятия по модернизации объектов теплоснабжения планируется проводить в рамках муниципальной программы «Комплексное развитие систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования город Заринск Алтайского края» на 2018–2029 годы», утвержденной постановлением администрации города Заринска Алтайского края от 22.12.2017 № 1050 (в редакции постановлений: от 27.03.2018 № 226, от 20.06.2018 № 485, от 24.12.2018 № 960).

6) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Камня-на-Оби.

Схема теплоснабжения г. Камня-на-Оби Алтайского края до 2029 года утверждена в 2014 году. В целях повышения эффективности работы котельных и снижения тепловых потерь, связанных с длительной эксплуатацией, необходима замена котлов и оборудования в котельных г. Камня-на-Оби.

Таблица 59

Предложения по замене котлов источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

№ п/п	Котельная	Марка и тип рекомендуемого оборудования	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Котельная № 2, ул. Первомайская, д. 16а	котел КВа Богатырь 2-К	5
2	Котельная № 5, ул. Каменская, д. 130а	котел КВа Богатырь 4-К	5
3	Котельная № 8, ул. Каменская, д. 122а	котел КВа Богатырь 4-К	5
4	Котельная № 9, ул. Гоголя, д. 91а	котел КП 700	1
5	Котельная № 10, ул. Первомайская, д. 166	котел КВа Богатырь 3-К	3
6	Котельная № 19, ул. Толстого, д. 6	котел КВа Богатырь 4-К	5
7	Котельная № 21, ул. Куйбышева, д. 48а	котел КВа Богатырь 3-К	2
8	Котельная № 22, ул. Маяковского, д. 25а	котел КВа Богатырь 2-К	3
9	Котельная № 29, ул. Терешковой, д. 58	котел ДКВР10-13с	1
10	Котельная № 31, ул. Громова, д. 160а	котел КВа Богатырь 1-К	1
11	Котельная № 36, ул. Кондратюка, д. 36а	котел КВр-0,8	3
12	Котельная №39, ул. Северная, д. 60	котел КВа Богатырь 4-К	4

1	2	3	4
13	Котельная № 40, ул. Карасев Лог	котел КВа Богатырь 1-К	1
14	Котельная № 41, ул. Ворошилова, д. 63а	котел КВа Богатырь 2-К	2
15	Котельная № 43, ст. Плотинная	котел КВа Богатырь 3-К	3
16	Котельная № 44, ул. 598 км	котел ДКВР10-13с	1
17	Котельная № 46, ул. Сельскохозяйственная	котел КВа Богатырь 2-К	2
18	Котельная № 50, ул. Ленина, д. 189	котел КВр-0,8 Богатырь 3-К	1

7) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Славгорода.

Модернизация котельных и всего котельного оборудования технологически необходима в связи с тем, что их существенная часть была введена в эксплуатацию в 1980–1990-е годы. Износ котельного оборудования составляет порядка 85.

Работы по реконструкции котельного оборудования городского округа Славгород будут проводиться в согласовании с запланированными мероприятиями по модернизации тепловых сетей и реконструкции котельных в период с 2017–2026 гг.

8) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Алейска.

В соответствии со схемой теплоснабжения до 2035 года в г. Алейске предусмотрено новое строительство и реконструкция следующих котельных:

в связи с аварийным состоянием котельной № 1 мощностью 11,16 МВт, расположенной по адресу: пер.Ульяновский, 90 а, планируется капитальный ремонт до 2020 года.

в период до 2020 года планируется капитальный ремонт котельной, расположенной по адресу: пер.Ульяновский, 5, с переключением нагрузок от пяти котельных, подлежащих закрытию (№ 2, № 7, № 9, № 13, № 16).

9) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Яровое.

Схемой теплоснабжения г. Яровое предусмотрены мероприятия по модернизации котельного оборудования ТЭЦ для обеспечения перехода на использование непроектных (более дешевых) марок угля.

Мероприятия по повышению надежности эксплуатации ТЭЦ и магистральных тепловых сетей разрабатываются и реализуются в рамках инвестиционных программ МУП «ЯТЭК» в сфере теплоснабжения.

10) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников г. Белокурихе.

В 2017–2032 годах в г. Белокурихе не предусмотрено закрытие котельных.

В целях модернизации теплоснабжения города Белокуриха ЗАО «Теплоцентральный Белокуриха» предполагает перевод угольной котельной

хозяйственной зоны на блочно-модульную газовую котельную с установкой двух газовых котлов типа КВ-ГМ-20-150. В Центральной котельной предполагается замена двух угольных котлов типа КВТСВ-20-150 на котлы типа КВГМ-35-150.

11) Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников ЗАТО Сибирский.

Существующая котельная располагает достаточной мощностью для покрытия перспективных нагрузок.

Кроме мероприятий, запланированных схемами теплоснабжения муниципального образования в Алтайском крае реализуются мероприятия подпрограммы «Газификация Алтайского края на 2015–2020 годы» государственной программы Алтайского края «Обеспечение населения Алтайского края жилищно-коммунальными услугами» на 2014–2020 годы. Одним из программных мероприятий является перевод котельных на природный газ. Ожидаемый результат от реализации мероприятий - увеличение количества котельных, работающих на природном газе.

Таблица 60

Динамика изменения целевого показателя эффективности реализации подпрограммы «Газификация Алтайского края на 2015–2020 годы» государственной программы Алтайского края «Обеспечение населения Алтайского края жилищно-коммунальными услугами» на 2014–2020 годы

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя по годам			
		2019	2020	2021	2022
Количество котельных переведенных на природный газ	ед.	20	20	20	20

5.14. Разработка предложений по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ.

Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ (Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Бийская ТЭЦ-1, ТЭЦ АО «Алтай-Кокс», ТЭЦ г. Яровое, ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат», ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод») отсутствуют. Также инвестиционными планами собственников ТЭЦ в 2022–2026 годах не предусмотрено начало проектно-изыскательских работ или иных работ по переводу ТЭЦ на парогазовый цикл, в том числе строительству газотурбинных надстроек для паросиловых блоков или строительству ПГУ на базе существующих ТЭЦ.

5.15. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Алтайского края на период 2022–2026 годов.

Изменение ключевых показателей развития теплосетевого хозяйства на территории Алтайского края на период 2022–2026 годов планируется в том числе Энергетической стратегией Алтайского края на период до 2023 года с достижением уровня к 2023 году следующих показателей:

снижение уровня износа оборудования с 85 до 50 (в том числе

оборудование котельных);

рост доли средств внебюджетных источников для модернизации коммунальной инфраструктуры с 12 до 65 (в том числе теплоисточников);

снижение непроизводственных потерь в коммунальных сетях до 14;

снижение аварийности в коммунальных сетях до 0,5 аварий на 1 км.

Также Энергетической стратегией Алтайского края предусмотрена прокладка 780 км сетей теплоснабжения.

Развитие теплосетевого хозяйства по муниципальным образованиям Алтайского края планируется схемами теплоснабжения, муниципальными программами по развитию систем коммунальной инфраструктуры и генеральными планами.

Мероприятия по развитию тепловых сетей

1) Мероприятия по развитию тепловых сетей г. Барнаула:

а) мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перераспределения тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности:

б) мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки комплексной застройки в зоне действия ОАО «Барнаульская тепломагистральная компания»:

строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне действия ТЭЦ-2 в период 2013–2027 годов;

строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне действия ТЭЦ-3 в период 2013–2027 годов.

в) мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки комплексной застройки в зоне действия котельных МУП «Энергетик», предусматривающие строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне котельных:

по ул. Интернациональной, д. 121;

по ул. Павловский тракт, д. 49/1;

по ул. Первомайская, д. 50б;

по ул. 6-ая Нагорная, д. 15;

по ул. Лесной тракт, д. 75;

по ул. Пушкина, д. 30.

г) мероприятия по строительству тепловых сетей для переключения на ТЭЦ нагрузок пяти котельных, имеющих высокий удельный расход условного топлива и находящихся в зоне действия ТЭЦ или расположенных в непосредственной близости от нее:

прокладка нового участка сети от распределительных квартальных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 от тепловой камеры 1-02-ТК.ТП-6а до котельной по ул. Власихинская, д. 29, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3;

прокладка нового участка от распределительных сетей от Барнаульской ТЭЦ-3 до котельной по ул. Павловский тракт, д. 54/1, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3;

прокладка нового участка от распределительных сетей Барнаульской ТЭЦ-2 до котельной по ул. Чкалова, д. 16, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-2 (длина участка – 240 метров, диаметр – 50 мм);

прокладка нового участка от распределительных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 до котельной по ул. Новосибирская, д. 44а (пос. Пригородный, Индустриальный район), закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3 (длина участка – 400 метров, диаметр – 175 мм);

прокладка нового участка от распределительных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 до котельной по ул. Чкалова, д. 194, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3 (длина участка – 350 метров, диаметр – 50 мм);

д) перечень участков существующих тепловых сетей, требующих реконструкции по причине исчерпания эксплуатационного ресурса, не приводится.

2) Мероприятия по развитию тепловых сетей г. Бийска

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей, насосных станций сформированы в составе групп:

а) новое строительство магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетей, в том числе:

предложения по новому строительству магистральных и распределительных тепловых сетей включают:

в 2016 – 2020 годах – строительство 5140 м тепловых сетей;

в 2021 – 2025 годах – строительство 6770 м тепловых сетей;

в 2026 – 2030 годах – строительство 6055 м тепловых сетей;

предложения по новому строительству внутриквартальных тепловых сетей включают:

в 2016 – 2020 годах – строительство 49616 м тепловых сетей;

в 2021 – 2025 годах – строительство 19931 м тепловых сетей;

в 2026 – 2030 годах – строительство 12649 м тепловых сетей.

б) реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения присоединения потребителей до 2030 года, в том числе:

предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки включают:

реконструкция 6386 м тепловых сетей;

строительство тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения: 3440 метров.

в) реконструкция тепловых сетей без увеличения диаметра для обеспечения надежности теплоснабжения;

г) строительство и реконструкция насосных станций.

3) В г. Рубцовске в период 2020–2021 годов для снижения уровня износа и достижения плановых показателей надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения будет проведена реконструкция (модернизация) существующих 33,7 км трасс тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения.

4) В г. Новоалтайске в 2020–2021 годах не планируются мероприятия по модернизации и новому строительству сетей теплоснабжения.

5) В г. Заринске в 2020 году в составе мероприятий по модернизации объектов теплоснабжения планируются ремонт и реконструкция тепловых сетей.

6) Схемой теплоснабжения г. Камня-на-Оби планируется проведение полной реконструкции тепловых сетей до 2021 года с перекладкой трубопроводов в объеме 79 км.

7) В г. Славгороде модернизацию системы теплоснабжения до 2026 года предполагается провести в рамках реализации мероприятий по переключению тепловых нагрузок и реконструкции котельных.

8) В г. Алейске для обеспечения до 2035 года перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах под жилищную, комплексную или производственную застройку предусмотрено строительство тепловых сетей общей протяженностью более 15,5 км.

9) В г. Яровое планируется проведение реконструкции (капитального ремонта) тепловых сетей в рамках инвестиционной программы МУП «ЯТЭК», а также строительство тепловых сетей в районах интенсивной индивидуальной застройки и к участкам инвестиционных площадок, созданных в рамках программы развития моногородов.

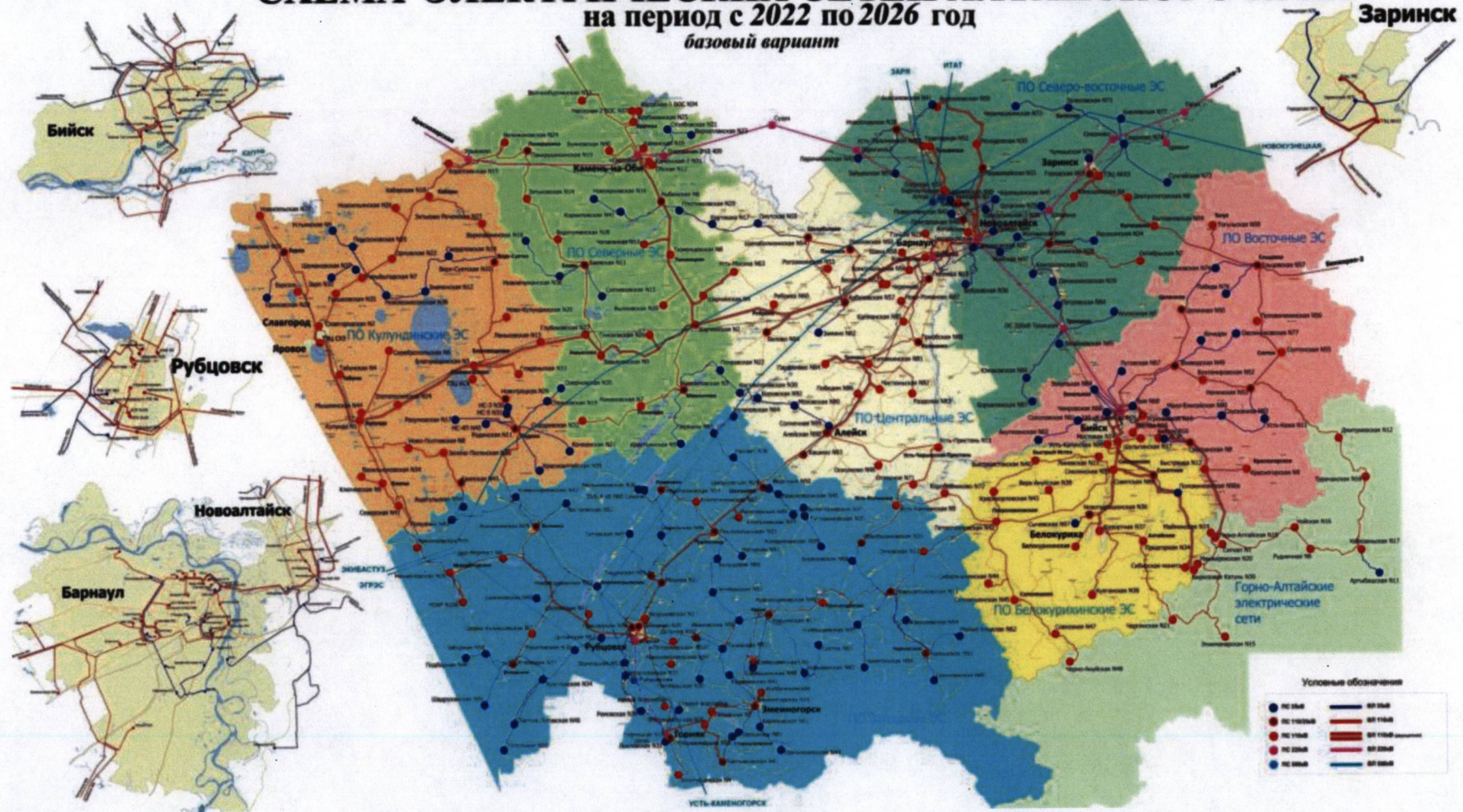
10) В г. Белокурихе в рамках модернизации системы теплоснабжения для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в период до 2032 года предполагается перекладка участков тепловых сетей общей протяженностью 1,1 км.

При дальнейшем развитии города и обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки необходимо выполнить перекладку теплотрасс суммарной протяженностью 256 м в двухтрубном исчислении, а также выполнить строительство повысительной насосной станции.

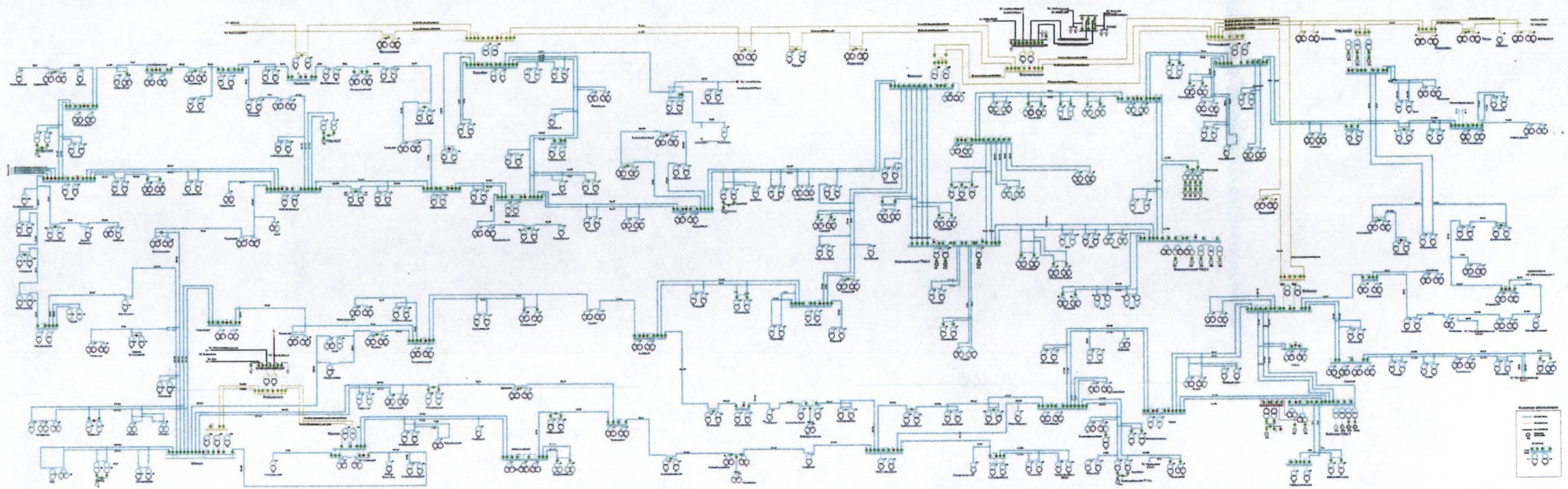
11) В ЗАТО Сибирский в период до 2027 года мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства не предусмотрены.

5.16. Карта-схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2022–2026 год.

СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ АЛТАЙСКОГО КРАЯ на период с 2022 по 2026 год базовый вариант



5.17. Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2022–2026 год.



VI. Список принятых сокращений

- | | |
|--------------------------|---|
| 1) АЛАР | автоматическая ликвидация асинхронного режима; |
| 2) АПБЭ | агентство по прогнозированию балансов в
электроэнергетике; |
| 3) АПНУ | автоматика предотвращения нарушения устойчивости; |
| 4) АСКУЭ | автоматизированная система контроля учета
электроэнергии; |
| 5) АТ | автотрансформатор; |
| 6) АЧР | автомат частотной разгрузки; |
| 7) АШК | Алтайский шинный комбинат; |
| 8) АЭС | атомная электростанция; |
| 9) био ЭС | биогазовая электростанция; |
| 10) БЭК | биоэнергетический комплекс; |
| 11) ВГТ | выключатель элегазовый; |
| 12) ВИЭ | возобновляемые источники энергии; |
| 13) ВЛ | воздушная линия; |
| 14) ВРП | валовый региональный продукт; |
| 15) ВЭС | ветровая электростанция; |
| 16) ГАО | график аварийного отключения; |
| 17) г. Барнаул | городской округ - город Барнаул Алтайского края; |
| 18) г. Алейск | муниципальное образование город Алейск Алтайского
края; |
| 19) г. Бийск | городской округ город Бийск; |
| 20) г. Рубцовск | муниципальное образование город Рубцовск Алтайского
края; |
| 21) г. Новоал-
тайск | муниципальное образование городской округ город
Новоалтайск Алтайского края; |
| 22) г. Заринск | муниципальное образование город Заринск Алтайского
края; |
| 23) г. Камень-
на-Оби | муниципальное образование город Камень-на-Оби
Алтайского края; |
| 24) г. Слав-
город | муниципальное образование город Славгород Алтайского
края; |
| 25) г. Яровое | муниципальное образование город Яровое Алтайского
края; |
| 26) г. Белоку-
риха | муниципальное образование город Белокуриха
Алтайского края; |
| 27) ЗАТО
Сибирский | муниципальное образование городской округ ЗАТО
Сибирский Алтайского края; |

- 28) г. Змеиногорск муниципальное образование город Змеиногорск Змеиногорского района Алтайского края;
- 29) г. Горняк муниципальное образование Город Горняк Локтевского района Алтайского края;
- 30) ГАЭС гидроаккумулирующая электростанция;
- 31) гвс горячее водоснабжение;
- 32) гео ТЭС геотермальная электростанция;
- 33) Гкал гигакалория;
- 34) Гкал/ч гигакалорий в час;
- 35) ГО городской округ;
- 36) ГПП главная понизительная подстанция
- 37) г/п гарантирующий поставщик;
- 38) ГРЭС гидро-реактивная электростанция;
- 39) ГТ-ТЭЦ газотурбинная теплоэлектроцентраль;
- 40) ГТУ-ТЭЦ газотурбинная установка – теплоэлектроцентраль;
- 41) ГП ТЭС газопоршневая теплоэлектростанция;
- 42) ГЭС гидроэлектростанция;
- 43) ДЗШ дифференциальная защита шин;
- 44) ДЗО дочернее зависимое общество;
- 45) ДФЗ дифференциально-фазная защита;
- 46) ЕТЭБ единый топливно-энергетический баланс;
- 47) ЕЭС единая энергетическая система;
- 48) ЖКУ жилищно-коммунальные услуги
- 49) ЗРУ закрытое распределительное устройство;
- 50) ЗСЖД Западно-Сибирская железная дорога;
- 51) ЗСП Западно-Сибирское предприятие;
- 52) ИТП индивидуальный тепловой пункт;
- 53) ИП инвестиционная программа;
- 54) ИРМ источник реактивной мощности;
- 55) КВ котел водогрейный;
- 56) КЛ кабельная линия;
- 57) КП котел паровой;
- 58) КПД коэффициент полезного действия;
- 59) КРУ комплектное распределительное устройство;
- 60) КРУЭ комплектноераспределительноеустройство с элегазовой изоляцией;
- 61) КРУН комплектное распределительное устройство наружной установки;
- 62) КТПБ комплектная трансформаторная подстанция блочная;
- 63) КТПР комплексное техническое перевооружение и

	реконструкция;
64) КЭС	конденсационная электростанция;
65) ЛДК	лесопильно-деревообрабатывающий комбинат;
66) ЛЭП	линия электропередачи;
67) МВА	мегавольт-ампер;
68) МВАр	мегавольт-ампер реактивный;
69) МВт	мегаватт;
70) МГЭС	малая гидроэлектростанция;
71) МДП	максимально допустимый переток;
72) МК	металлургический комбинат;
73) МО	муниципальное образование;
74) МРСК	межрегиональная распределительная сетевая компания;
75) МУМКП	муниципальное унитарное многоотраслевое коммуналь- ное предприятие;
76) МЭС	межрайонные электрические сети;
77) НВИЭ	нетрадиционные и возобновляемые источники энергии;
78) ОДУ	оперативное диспетчерское управление;
79) ОВ	обходной выключатель;
80) ОКВЭД	общероссийский классификатор видов экономической деятельности;
81) ОСШ	обходная система шин;
82) ОРЭМ	оптовый рынок электрической энергии и мощности;
83) ОРУ	открытое распределительное устройство;
84) ОЭС	объединенная энергетическая система;
85) ПА	противоаварийная автоматика;
86) ПГУ	парогазовая установка;
87) ПМЭС	предприятие магистральных электрических сетей;
88) ПНС	перекачивающая насосная станция;
89) ПО	производственное объединение;
90) ПС	подстанция;
91) ПТП	промежуточная тяговая подстанция;
92) РЗ	релейная защита;
93) РЗА	релейная защита и автоматика;
94) РВК	районная водогрейная котельная;
95) РДУ	региональное диспетчерское управление;
96) РЖД	ОАО «Российские железные дороги»;
97) РПП	распределительно-переключательный пункт;
98) РТК	Рубцовский тепловой комплекс;
99) РУ	распределительное устройство;
100) РЭС	распределительные электрические сети / район

	электрических сетей;
101) САОН	специальная автоматика отключения нагрузки;
102) СВМ	схема выдачи мощности;
103) СИБЭКО	ОА «Сибирская энергетическая компания»;
104) СиПР ЕЭС	Схема и программа развития Единой энергетической системы России;
105) СМР	строительно-монтажные работы;
106) СН	система собственных нужд;
107) СО	системный оператор;
108) СОПТ	система оперативного постоянного тока;
109) Схема и программа	схема и программа «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2017 – 2021 годы;
110) СЭС	солнечная электростанция;
111) СШ	система шин;
112) ТП	турбина паровая;
113) ТПиР	техническое перевооружение и реконструкция;
114) т у.т.	тонна условного топлива;
115) т/ч	тонн пара в час;
116) ТУ	технические условия;
117) ТЭК	топливно-энергетический комплекс;
118) ТЭО	технико-экономическое обоснование;
119) ТЭР	топливно-энергетические ресурсы;
120) ТЭС	тепловая электростанция;
121) ТЭЦ	теплоэлектроцентраль;
122) УК	управляющая компания;
123) УРОВ	устройство резервирования при отказе выключателя;
124) УРУТ	удельный расход условного топлива;
125) УШР	управляемый шунтирующий реактор;
126) ФСК	Федеральная сетевая компания;
127) ЦП	цифровой преобразователь;
128) ЦТП	центральный тепловой пункт;
129) ЧДА	частотная делительная автоматика;
130) ЮТС	Южная тепловая станция;
131) ЯТЭК	Яровской теплоэлектрокомплекс;
132) ЭС	электростанция.

Приложение 1

**Перечень ПС 110 кВ и выше принадлежащих сетевым компаниям,
находящихся на территории Алтайского края**

№ п/п	Наименование ПС 35 кВ и выше	Установленная мощность трансформаторов, МВА			
		Т-1 МВА	Т-2 МВА	Т-3 МВА	Т-4 МВА
1	2	3	4	5	6
Алтайэнерго					
1	ПС 110 кВ Шелаболихинская	10	6,3		
2	ПС 110 кВ Бирюзовая Катунь	25	25		
3	ПС 110 кВ Солнечная поляна	40	40		
4	ПС 110 кВ Благовещенская	16	16		
5	ПС 110 кВ Верх-Суетская	10	6,3		
6	ПС 110 кВ Гляденьская	6,3			
7	ПС 110 кВ Леньковская	6,3	2,5		
8	ПС 110 кВ Ново-Кулундинская	2,5	2,5		
9	ПС 110 кВ Бурлинская	6,3	16		
10	ПС 110 кВ Новосельская	2,5			
11	ПС 110 кВ Васильчуковская	2,5			
12	ПС 110 кВ Зелено Полянская	2,5			
13	ПС 110 кВ Каипская	6,3	2,5		
14	ПС 110 кВ Ключевская	10	15		
15	ПС 110 кВ Ново-Полтавская	2,5	2,5		
16	ПС 110 кВ Северская	2,5	2,5		
17	ПС 110 кВ Златополинская	2,5	2,5		
18	ПС 110 кВ Кулундинская	16	10		
19	ПС 110 кВ Мышкинская	10	10		
20	ПС 110 кВ Серебропольская	16	10		
21	ПС 110 кВ Табунская	10	6,3		
22	ПС 110 кВ Новотроцкая (НС-4)	10			
23	ПС 110 кВ Родинская	10	16		
24	ПС 110 кВ Гальштадская	25	16		
25	ПС 110 кВ Гришковская	6,3	6,3		
26	ПС 110 кВ Орловская	10	10		
27	ПС 110 кВ Славгородская	25	25		
28	ПС 110 кВ Зятьково Реченская	2,5	2,5		
29	ПС 110 кВ Коротоякская	10	6,3		
30	ПС 110 кВ Новоильинская	2,5	2,5		
31	ПС 110 кВ Хабарская	10	10		
32	ПС 110 кВ Куяганская	2,5	2,5		
33	ПС 110 кВ Предгорная	6,3	10		
34	ПС 110 кВ Быстроистокская	6,3	6,3		
35	ПС 110 кВ Верх-Ануйская	6,3			
36	ПС 110 кВ Красноорловская	2,5	2,5		
37	ПС 110 кВ Петропавловская	6,3	6,3		
38	ПС 110 кВ Курортная	16	16		
39	ПС 110 кВ Линевская	2,5	2,5		
40	ПС 110 кВ Мостовая	6,3			
41	ПС 110 кВ Новотырышенская	6,3	6,3		
42	ПС 110 кВ Смоленская	10	10		
43	ПС 110 кВ Усть-Катунская	2,5	2,5		
44	ПС 110 кВ Советская	10	10		
45	ПС 110 кВ Шульгинская	10	10		
46	ПС 110 кВ Сибирячихинская	2,5			
47	ПС 110 кВ Совхозная	2,5	2,5		
48	ПС 110 кВ Солонешенская	6,3	2,5		
49	ПС 110 кВ Бехтемировская	2,5	6,3		

50	ПС 110 кВ Катунь	2,5	2,5		
51	ПС 110 кВ Лесная	2,5	2,5		
52	ПС 110 кВ Сростинская	6,3	6,3		
53	ПС 110 кВ Угреньевская	2,5	2,5		
54	ПС 110 кВ ГПП-4	40	40		
55	ПС 110 кВ Заречная	10	10		
56	ПС 110 кВ Заречная	16	16		
57	ПС 110 кВ Зеленый Клин	16	16		
58	ПС 110 кВ Новая	25	25		
59	ПС 110 кВ Северо-Западная	40	40		
60	ПС 110 кВ Ельцовская	6,3	6,3		
61	ПС 110 кВ Быстрянка	2,5	2,5		
62	ПС 110 кВ Красногорская	6,3	6,3		
63	ПС 110 кВ Ненинская	10			
64	ПС 110 кВ Солтонская	6,3	6,3		
65	ПС 110 кВ Тогульская	6,3	6,3		
66	ПС 110 кВ Воеводская	10	10		
67	ПС 110 кВ Поповичихинская	2,5			
68	ПС 110 кВ Целинная	10	10		
69	ПС 110 кВ Бор-Форпост	6,3			
70	ПС 110 кВ Волчихинская	6,3	10		
71	ПС 110 кВ Алей	25	10		
72	ПС 110 кВ АСМ	20	20		
73	ПС 110 кВ Набережная	25	25		
74	ПС 110 кВ Приозерная	25	25		
75	ПС 110 кВ РМЗ	15	40		
76	ПС 110 кВ Северная	20	25		
77	ПС 110 кВ Шубинская	6,3	6,3		
78	ПС 110 кВ МЗХР	10	10		
79	ПС 110 кВ Михайловская	10	10		
80	ПС 110 кВ Николаевская	2,5	2,5		
81	ПС 110 кВ Новичихинская	6,3	6,3		
82	ПС 110 кВ Клепечихинская	2,5	2,5		
83	ПС 110 кВ Поспелихинская	25	25		
84	ПС 110 кВ Безрукавская	6,3			
85	ПС 110 кВ Дальняя	10	10		
86	ПС 110 кВ Мирная	10	10		
87	ПС 110 кВ Новониколаевская	2,5	2,5		
88	ПС 110 кВ Тишинская	10	6,3		
89	ПС 110 кВ Озерно-Кузнецовская	6,3	6,3		
90	ПС 110 кВ Угловская	6,3	10		
91	ПС 110 кВ Хлопуновская	6,3	6,3		
92	ПС 110 кВ Шипуновская	25	25		
93	ПС 110 кВ Второкаменская	6,3	6,3		
94	ПС 110 кВ Гилевская	2,5			
95	ПС 110 кВ Горняцкая	15	10		
96	ПС 110 кВ Золотушинская	6,3			
97	ПС 110 кВ Змеиногорская	25	15	10	
98	ПС 110 кВ Третьяковская	10			
99	ПС 110 кВ Краснощековская	6,3	6,3		
100	ПС 110 кВ Новошипунская	10	6,3		
101	ПС 110 кВ Курьинская	16	10		
102	ПС 110 кВ Новобурановская	6,3			
103	ПС 110 кВ Огневская	6,3			
104	ПС 110 кВ Усть-Калманская	6,3	6,3		
105	ПС 110 кВ Чарышская	2,5	4	6,3	
106	ПС 110 кВ Баевская	6,3	10		
107	ПС 110 кВ Верхчуманская	2,5	2,5		
108	ПС 110 кВ Глубоковская	6,3	6,3		
109	ПС 110 кВ Гоноховская	2,5	2,5		

110	ПС 110 кВ Завьяловская	6,3	6,3		
111	ПС 110 кВ Буяновская	6,3	6,3		
112	ПС 110 кВ Волчнобурлинская	6,3	6,3		
113	ПС 110 кВ Каменская	15	16		
114	ПС 110 кВ Каменская-2	10	10		
115	ПС 110 кВ Крутихинская	6,3	6,3		
116	ПС 110 кВ Насосная-1 БОС	16			
117	ПС 110 кВ Насосная-2 БОС	16			
118	ПС 110 кВ Обская	6,3	6,3		
119	ПС 110 кВ Рыбинская	10	10		
120	ПС 110 кВ Корчинская	6,3	6,3		
121	ПС 110 кВ Мамонтовская	10	10		
122	ПС 110 кВ Велижановская	6,3	6,3		
123	ПС 110 кВ Зятьковская	2,5	2,5		
124	ПС 110 кВ Панкрушихинская	6,3	6,3		
125	ПС 110 кВ Романовская	6,3	6,3		
126	ПС 110 кВ Сидоровская	6,3			
127	ПС 110 кВ Вьлковская	2,5	2,5		
128	ПС 110 кВ Тюменцевская	6,3	10		
129	ПС 110 кВ Чапаевская	2,5			
130	ПС 110 кВ Шарчинская	2,5			
131	ПС 110 кВ Городская	16	16		
132	ПС 110 кВ Камышенская	10	10		
133	ПС 110 кВ Кокс	25	25		
134	ПС 110 кВ Косихинская	10	10		
135	ПС 110 кВ Дмитротитовская	2,5	2,5		
136	ПС 110 кВ Кытмановская	6,3	6,3		
137	ПС 110 кВ Октябрьская	6,3	6,3		
138	ПС 110 кВ Молодежная	2,5	2,5		
139	ПС 110 кВ Новоалтайская	25	32		
140	ПС 110 кВ Первомайская	10	10		
141	ПС 110 кВ Пригородная	16	16		
142	ПС 110 кВ Химпром	10	10		
143	ПС 110 кВ Анисимовская	16			
144	ПС 110 кВ Новоеловская	10	6,3		
145	ПС 110 кВ Озерская	6,3	6,3		
146	ПС 110 кВ Тракторная	16	16		
147	ПС 110 кВ Алейская	40	40		
148	ПС 110 кВ Кашино	6,3	6,3		
149	ПС 110 кВ Осколково	2,5	6,3		
150	ПС 110 кВ Береговая	15	16		
151	ПС 110 кВ БМК	25	25		
152	ПС 110 кВ Восточная	25	25		
153	ПС 110 кВ Городская	20	20		
154	ПС 110 кВ Западная	30	30		
155	ПС 110 кВ Опорная	40	40		
156	ПС 110 кВ Подгорная	40	40		
157	ПС 110 кВ Ползуново	40	40		
158	ПС 110 кВ Сиреневая	40	40		
159	ПС 110 кВ Центральная	40	40		
160	ПС 110 кВ Юго-Западная	40	40		
161	ПС 110 кВ Калманская	6,3			
162	ПС 110 кВ Ново-Романово	6,3	6,3		
163	ПС 110 кВ Приобская	10	10		
164	ПС 110 кВ Арбузовская	6,3	6,3		
165	ПС 110 кВ Весенняя	6,3			
166	ПС 110 кВ Комсомольская	6,3	10		
167	ПС 110 кВ Павловская	16	16		
168	ПС 110 кВ Rogozikhinskaya	6,3	6,3		
169	ПС 110 кВ Гоньба	25	25		

170	ПС 110 кВ КМК	15	15		
171	ПС 110 кВ Лебяжье	25	25		
172	ПС 110 кВ Шахи	6,3	10		
173	ПС 110 кВ Белово	6,3	6,3		
174	ПС 110 кВ Ребриха	6,3	6,3		
175	ПС 110 кВ Усть-Мосиха	2,5	2,5		
176	ПС 110 кВ Парфеново	2,5	2,5		
177	ПС 110 кВ Победим	2,5	2,5		
178	ПС 110 кВ Раздолье	2,5	6,3		
179	ПС 110 кВ Топчихинская	6,3	10		
180	ПС 110 кВ Чистюньская	2,5	2,5		
181	ПС 110 кВ Коробейниково	3,2	2,5		
182	ПС 110 кВ Оградное	6,3			
183	ПС 110 кВ Усть-Пристань	6,3	6,3		
184	ПС 110 кВ Гидроузел	10	10		
БСК					
185	ПС 110 кВ АТИ	31,5	31,5		
186	ПС 110 кВ Кристалл	25,0	25,0	25,0	
187	ПС 110 кВ Строительная	16,0	16,0		
СК Алтайкрайэнерго					
188	ПС 110 кВ Бурсоль	6,3			
РЖД					
189	ПС 110 кВ Усть-Тальменская	40,0	40,0		
190	ПС 110 Локомотивная	16,0	16,0		
191	ПС 110 кВ Алтайская	40,0	40,0		
192	ПС 220 кВ Тягун	40,0	40,0		
193	ПС 220 кВ Смазнево	40,0	40,0		
194	ПС 220 кВ Шпагино	40,0	40,0		
195	ПС 220 кВ Ларичиха	40,0	40,0		
196	ПС 220 кВ Плотинная	40,0	40,0		
197	ПС 220 кВ Световская	40,0	40,0		
198	ПС 220 кВ Урываево	40,0	40,0		
ЗСП МЭС					
199	КТПБ-110/10 ПС 1150 кВ Алтай	16,0	16,0		
200	ПС 220 кВ Бийская	200,0	200,0		
201	ПС 220 кВ Троицкая	25,0	25,0		
202	ПС 220 кВ Чесноковская	200,0	200,0		
203	ПС 220 кВ Власиха, 4Т-80МВА	200,0	200,0	80,00	40,0
204	ПС 220 кВ Светлая	125,0	125,0		
205	ПС 220 кВ Южная	125,0	200,0	200,0	
206	ПС 220 кВ Горняк	63,0	125,0		
207	ПС 500 кВ Барнаульская	501,0	501,0		
208	ПС 500кВ Рубцовская	501,0	501,0		
209	ПС 1150 кВ Алтай	-	-		
ООО «Заринская сетевая компания»					
210	ПС 110 кВ РТП г. Яровое	20	20		
ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»					
211	ПС 110 кВ АМЗ	40	63		
212	ПС 110 кВ БШЗ	40	40		
213	ПС 110 кВ РТИ	40	40		
ООО «Регион-Энерго»					
214	ПС 110 кВ 101	32			
215	ПС 110 кВ 102	63			
ООО «Энергия-Транзит»					
216	ПС 110 кВ Синтетика	63	63		
217	ПС 110 кВ Тракторная	40	25		
ООО «Алтайская электросетевая компания»					
218	ПС 110 кВ Пресс	63	63		
219	ПС 110 кВ Трансмаш	40	40		

Перечень ЛЭП класса напряжения 110 кВ и выше на территории Алтайского края

№ п/п	Тип (ВЛ/КЛ) и наименование ЛЭП (ПС1-ПС2)	Класс напряжения ЛЭП, кВ	Год ввода ЛЭП	Протяженность ЛЭП, км	Тип и сечение кабеля (провода), мм ²
1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - ЗСП МЭС					
1	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай	500 (1150)	1988	372,23	АС-330/43, АС-500/336
2	ВЛ 500 кВ Игатская – Алтай	500 (1150)	1998	134,68	АС-400/51, АС-330/43
3	ВЛ 500 кВ Заря - Алтай	500	1978	51,80	АС-330/43
4	ВЛ 500 кВ Новокузнецкая - Барнаульская	500	1986	163,50	АС-330/43
5	ВЛ 500 кВ Барнаульская - Рубцовская	500	1977	353,40	АСО-330, АСУС-300
6	ВЛ 500 кВ ЕЭК - Рубцовская	500	1972	163,40	АСО-330
7	ВЛ 500 кВ Рубцовская - Усть-Каменогорск	500	1976	79,50	АСО-330
8	ВЛ 500 кВ Барнаульская - Алтай № 1	500	1988	6,60	АС-330/43
9	ВЛ 500 кВ Барнаульская - Алтай № 2	500	1996	8,84	АС-330/43
10	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Ларичиха	220	1979	92,30	АС-400/51, АС-330/39
11	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Плотинная	220	1979	196,8/ 81,10*	АС-400/51, АС-330/39
12	ВЛ 220 кВ Ларичиха - Сузун	220	1979	122,6/ 40,40*	АС-400/51, ПС-300/39
13	ВЛ 220 кВ Ларичиха - Сузун	220	1980	94,1/ 27,33*	АС-240/32, АС-300/204
14	ВЛ 220 кВ Плотинная - Светлая (ПС-212)	220	1980	31,03/ 27,33*	АС-240/32, АС-300/204
15	ВЛ 220 кВ Светлая - Световская	220	1980	50,11	АС-240/32
16	ВЛ 220 кВ Светлая - Урываево	220	1980	103,48	АС-240/32
17	ВЛ 220 кВ Световская - Краснозерская	220	1980	98,01/ 83,01*	АС-240/32
18	ВЛ 220 кВ Урываево - Зубково	220	1980	85,7/ 28,90*	АС-240/32
19	ВЛ 220 кВ Рубцовская - Горняк (РГ-206)	220	1976	85,7/ 28,90*	АС-330/39
20	ВЛ 220 кВ Рубцовская - Горняк	220	1976	50,20	АС-330/39
21	ВЛ 220 кВ Рубцовская - Южная (РЮ-221)	220	1972	20,90	АС-400/51
22	ВЛ 220 кВ Рубцовская - Южная (РЮ-222)	220	1972	20,90	АС-400/51
23	ВЛ 220 кВ Бачатская - Тягун (БТ-228)	220	1979- 1981	17,70	АС-400/27
24	ВЛ 220 кВ Смазнево - Артышта	220	1981	54,70	АС-400/27
25	ВЛ 220 кВ Тягун - Смазнево (ТС-230)	220	1963	41,00	АС-400/27
26	ВЛ 220 кВ Смазнево - ТЭЦ АКХЗ (СК-231)	220	1963	30,90	АС-400/51
27	ВЛ 220 кВ Смазнево - Чесноковская	220	1963	101,70	АС-400/51
28	ВЛ 220 кВ Чесноковская - Троицкая	220	1964	75,76	АС-330/39, АС-240/32
29	ВЛ 220 кВ Троицкая - Бийская РПП	220	1965	30,14	АС-330/39,

	(ТБ-234)				АС-240/32
30	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Бийская	220	1988	167,45	АС-330/39
31	ВЛ 220 кВ Чесноковская - Власиха	220	1973	33,50	ПС-400/51, ПС-400/64
32	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Власиха (ВЛ-237)	220	1977	70,10	ПС-400/51, ПС-400/64
33	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Чесноковская	220	1977	36,60	ПС-400/51
34	ВЛ 220 кВ Чесноковская - ТЭЦ АКХЗ (ЧК-239)	220	1963	82,70	ПС-400/51
35	ВЛ 220 кВ Бийская РПП - Бийская ТЭЦ (БТ-242)	220	1989	16,96	ПС-400/51
36	ВЛ 110 кВ Алтай - Чесноковская (АЧ-8)	110	1988	7,90	АС-185/29
37	ВЛ 110 кВ Тальменская - Алтай (ТА-402)	110	1988	7,90	АС-185/29
38	ВЛ 110 кВ Павлодарская - Кулунда (ПК-240)	110	1983	21,60	АС-300/39
39	ВЛ 110 кВ Маралды - Кулунда (Л-125)	110		22,56	АС-150/19
40	ВЛ 110 кВ Щербакты - Кулунда (Л-126/1)	110		22,56	АС-150/19
Филиал ПАО "МРСК Сибири" - "Алтайэнерго"					
41	Южная-Потеряевская (ВЛ ЮГ-153)	110	1979	30,18097	АС 120/19; АС 120/27; АС 150/19; АС 240/32
42	Предгорная-Чергинская (ВЛ ПЧ-3)	110	1976	40,763	АС 150/24
43	Линёвская-Быстроистокская (ВЛ ЛБ-192)	110	1978	38,451	АС 120/19
44	Петропавловская-Красноорловская ПО-177	110	1977	18,278	АС 120/19
45	Смоленская-Линёвская (ВЛ СЛ-191)	110	1978	13,598	АС 120/19
46	Смоленская-Советская (ВЛ СС-76)	110	1984	24,433	АС 95/16
47	Солонешенская-Совхозная (ВЛ СС-179)	110	1977	50,419	АС 70/11
48	Сростинская-Быстрянка (ВЛ СБ-138)	110	1975	20,734	АС 120/19
49	Бийская-Сосна (ВЛ БС-57)	110	1984	14,151	АС 150/19; АС 300/39; АСО-300
50	Бийская-Северо-Западная (ВЛ БС-60)	110	1980	6,009	АС 150/19
51	Бийская-Бийская ТЭЦ (ВЛ БТ-417)	110	1989	17,202	АС 400/51
52	Бенжереп-Ельцовка (ВЛ БЕ-26)	110	1969	49,758	АС 120/19
53	Быстрянка-Майминская (ВЛ БМ-85)	110	1974	24,28712	3хАПС120/19
54	Солтонская-Ненинская (ВЛ СН-156)	110	1974	67,561	АС 120/19
55	Воеводская-Целинная (ВЛ ВЦ-75)	110	1984	33,857	АПС-12
56	Южная-АСМ (ВЛ ЮС-145)	110	1962	6,832	АС 120/19; АС 240/32
57	Южная-Северная (ВЛ ЮТ-150)	110	1962	21,278	АС 240/32
58	Михайловская-Николаевская (ВЛ МН-22)	110	1979	30,676	АС 150/19
59	Клепичихинская-Новичихинская (ВЛ КН-70)	110	1981	25,696	АС 120/19
60	Поспелихинская-Клепичихинская (ВЛ ПК-69)	110	1981	20,8	АС 120/19
61	Потеряевская-Дальняя (ВЛ ПД-71)	110	1983	15,918	АС 120/19

62	Южная-Безрукавская (ВЛ ЮБ-163)	110	1965	22,199	АС 150/19
63	Поспелихинская-Кашино (ВЛ ПК-67)	110	1971	75,461	АС 150/19; АС 150/24
64	Благовещенская-Леньковская (ВЛ БЛ-123)	110	1972	39,88	АС 150/24
65	Бурлинская-Новосельская (ВЛ БН-2)	110	1977	23,898	АС 70/11
66	Зелено Полянская-Каипская (ВЛ ЗК-426)	110	1991	20,659	АС 120/19
67	Северская-Ключевская (ВЛ СК-401)	110	1979	16,769	АС 150/19; АС 150/24
68	Смоленская-Предгорная (ВЛ СП-189)	110	1974	69,992	АС 150/19; АС 185/24; АС 70/11
69	Кулундинская-Мышкинская (ВЛ КМ-430)	110	1967	6,838	АС 120/19
70	Смоленская-Петропавловская (ВЛ СП-109)	110	1965	92,418	АС 70/11
71	Мышкинская-Серебропольская (ВЛ МС-431)	110	1967	37,768	АС 120/19
72	Быстростокская-Красноорловская БО-199	110	1988	31,662	АС 120/19
73	Петропавловская-Солонешенская (ВЛ ПС-134)	110	1970	64,353	АС 70/11; АС 95/16
74	Гришковская-Гальбштадтская (ВЛ ГГ-97)	110	1970	17,855	АС 120/19
75	Петропавловская-Коробейниково (ВЛ ПК-132)	110	1971	35,83	АС 70/11
76	Сосна-Смоленская (ВЛ СС-107)	110	1976	48,822	АС 185/24; АС 70/11; АС 95/16
77	Орловская-Хабарская (ВЛ ОХ-32)	110	1972	51,077	АС 120/19; АС 70/11
78	Смоленская-Курортная (ВЛ СК-168)	110	1978	92,414	АС 120/19; АС 70/11
79	Смоленская-Советская (ВЛ СС-77)	110	1984	24,427	АС 95/16
80	Хабарская-Зятыково Реченская (ВЛ ХР-29)	110	1979	40,096	АС 150/24
81	Сосна-Смоленская (ВЛ СС-108)	110	1968	35,048	АС 120/19; АС 185/24; АС 70/11
82	Заречная-Майминская (ВЛ ЗО-137)	110	1974	113,8941	АПС-12; АС 120/19; АС 70/11
83	Леньковская-Завьяловская (ВЛ ЛЗ-197)	110	1972	43,01	АС 120/19; АС 150/19; АС 150/24
84	Солонешенская-Совхозная (ВЛ СС-178)	110	1977	50,423	АС 70/11
85	Бийская-Заречная (ВЛ БЗ-165)	110	1975	23,758	АС 70/11; АСО-240
86	Крутихинская-Кочки (ВЛ КК-113)	110	1969	73,945	АС 120/19; АС 70/11
87	Заречная-Сростинская (ВЛ ЗС-136)	110	1974	50,223	АС 120/19; АС 70/11

88	Бийская-Сосна (ВЛ БС-58)	110	1984	14,193	АС 150/19; АС 300/39; АСО-300
89	Светлая-Кругихинская (ВЛ СК-17)	110	1969	27,443	АЖ 120; АС 120/19
90	Бийская-Заречная (ВЛ БЗ-166)	110	1975	23,626	АС 70/11; АСО-240
91	Бийская-Бийская ТЭЦ (ВЛ БТ-105)	110	1964	15,164	АСО-300
92	Светлая-Обская (ВЛ СО-49)	110	1975	19,65	АЖ 120; АС 70/11
93	Бийская-Северо-Западная (ВЛ БС-59)	110	1980	5,95	АС 150/19
94	Бийская ТЭЦ-Сосна (ВЛ ТС-169)	110	1976	4,351	АСО-300
95	Светлая-Корчинская (ВЛ СК-187)	110	1972	158,261	АЖ 120; АС 120/19; АС 70/11
96	Бийская-Бийская ТЭЦ (ВЛ БТ-106)	110	1964	15,204	АСО-300
97	Ельцовская-Кытмановская (ВЛ ЕК-130)	110	1968	75,594	АС 70/11
98	Панкрушихинская-Велижановская (ВЛ ПВ-4)	110	1977	28,127	АС 150/19; АС 150/24
99	Бийская ТЭЦ-Сосна (ВЛ ТС-170)	110	1976	4,345	АСО-300
100	Бехтемировская-Ненинская (ВЛ БН-16)	110	1976	27,097	АС 120/19
101	Романовская-Сидоровская (ВЛ РС-50)	110	1981	40,25	АЖ 120
102	Ельцовская-Солтонская (ВЛ ЕС-131)	110	1972	55,371	АС 70/11
103	Бийская-Воеводская (ВЛ БВ-13)	110	1976	48,421	АС 120/19
104	АКХЗ-Городская (ВЛ АГ-88)	110	1979	11,554	АС 120/19; АСО-400
105	Южная-Волчихинская (ВЛ ЮВ-151)	110	1973	154,745	АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
106	АКХЗ-Косиха (ВЛ АК-78)	110	1986	50,46	АЖ 120; АС 120/19
107	Воеводская-Бехтемировская (ВЛ ВБ-80)	110	1976	18,875	АС 120/19
108	Южная-АСМ (ВЛ ЮС-146)	110	1962	6,821	АС 120/19; АС 240/32
109	Кытмановская-Дмитротитовская (ВЛ КД-12)	110	1976	22,738	АС 70/11
110	Южная-Гидроузел (ВЛ ЮГ-154)	110	1981	12,37707	АС 120/19; АС 240/32
111	Южная-Бор-Форпост (ВЛ ЮБ-152)	110	1973	103,328	АС 150/19; АС 70/11
112	Химпром-Чесноковская (ВЛ ХЧ-9)	110	1962	28,38	АС 120/27; АС 185/29
113	Южная-Северная (ВЛ ЮТ-149)	110	1962	21,588	АС 240/32; АСО-240
114	Михайловская-МЗХР (ВЛ МХ-89)	110	1973	19,822	АС 70/11; АСКС 70/11
115	Чесноковская-Первомайская (ВЛ ЧП-159)	110	1974	49,971	АС 70/11; АС 95/16
116	Бор-Форпост-Михайловская (ВЛ БМ-99)	110	1973	33,654	АС 150/19

117	Новичихинская-Селиверстово (ВЛ С-110)	110	1985	15,745	АЖ 120
118	Тальменская-Алтай (ВЛ ТА-1402)	110	1962	34,163	АС 185/29; АС 95/16
119	Михайловская-МЗХР (ВЛ МХ-90)	110	1985	21,405	АСКС 70/11
120	Тишинская-Поспелихинская (ВЛ ТП-68)	110	1985	47,477	АЖ 120; АС 150/24
121	Тальменская-Тракторная (ВЛ ТТ-1412)	110	1985	5,994	АС 95/16
122	Мирная-Поспелихинская (ВЛ МП-65)	110	1971	44,759	АС 150/24
123	Приозерная-Насосная (ВЛ ПН-61)	110	1981	6,434	АЖ 120
124	Кашино-Алейская (ВЛ КА-421)	110	1971	20,259	АС 150/19
125	Безрукавская-Мирная (ВЛ БМ-64)	110	1971	33,071	АС 150/19; АС 150/34
126	Южная-Горняцкая (ВЛ ЮГ-148)	110	1952	82,497	АС 150/19; АС 70/11
127	Опорная-Подгорная (ВЛ ОП-93)	110	1961	9,355	АЕРО-Z; АС 150/24
128	Приозерная-Тишинская (ВЛ ПТ-62)	110	1982	39,772	АЖ 120; АС 150/19
129	Благовещенская-Гляденьская (ВЛ БГ-56)	110	1985	30,36	АС 120/19
130	Опорная-Чесноковская (ВЛ ОЧ-92)	110	1960	14,464	АС 240/32; АС 300/32
131	Поспелихинская-Шипуновская (ВЛ ПК-66)	110	1982	44,78	АС 150/24
132	Благовещенская-Верх-Суетская (ВЛ ВС-127)	110	1971	73,214	АС 150/24; АС 70/11
133	Подгорная-Центральная (ВЛ ПЦ-39)	110	1984	4,878	АС 240/32
134	Благовещенская-Завьяловская (ВЛ БЗ-124)	110	1972	79,553	АС 120/19; АС 150/19; АС 150/24
135	Славгородская-Бурлинская (ВЛ СБ-128)	110	1973	55,171	АС 120/19; АС 150/24
136	ТЭЦ-3-Власиха (ВЛ ТВ-175)	110	1965	3,225	АСО-300
137	Верх-Суетская-Зятыково Реченская СР-1	110	1975	23,033	АС 150/24
138	Кулундинская-Ключевская (ВЛ КК-114)	110	1969	75,853	АС 150/24; АС 70/11; АС 95/16
139	ТЭЦ-3-Власиха (ВЛ ТВ-44)	110	1973	6,434	АС 300/32
140	Николаевская-Северская (ВЛ НС-21)	110	1979	45,487	АС 150/19; АС 150/24
141	Кулундинская-Благовещенская (ВЛ КБ-117)	110	1967	71,197	АС 150/24; АС 70/11
142	ТЭЦ-3-Подгорная (ВЛ ТП-46)	110	1973	14,124	АС 150/19; АСО-300
143	Ново-Полтавская-Зелено Полянская НЗ-96	110	1986	22,442	АС 120/19
144	Кулундинская-Славгородская (ВЛ КС-115)	110	1968	67,883	АС 120/19; АС 150/24

145	ТЭЦ-2-ТЭЦ-3 (ВЛ ТТ-122)	110	1965	17,165	АПвПнг(А)2Г 1х500/120- 64/110; АС 120/19; АС 185/24; АСО-300
146	Кулундинская-Благовещенская (ВЛ КБ-118)	110	1967	71,031	АС 150/24; АС 70/11
147	Благовещенская-Родинская (ВЛ БР- 144)	110	1972	43,603	АС 120/19
148	Власиха-Приобская (ВЛ ВП-52)	110	1979	72,191	АС 150/19; АС 150/24; АС 300/32
149	Кулундинская-Славгородская (ВЛ КС-116)	110	1968	67,915	АС 120/19; АС 150/24
150	Гальштадтская-Орловская (ВЛ ГО- 129)	110	1972	19,778	АС 120/19
151	Арбузовская-Павловская (ВЛАП-55)	110	1981	38,241	АЖ 120; АС 150/19
152	Волчихинская-Родинская (ВЛ ВР- 98)	110	1985	78,135	АС 120/19
153	Урываево-Коротоякская (ВЛ УК-15)	110	1978	12,82	АЖ 120; АС 120/19
154	Власиха-Арбузовская (ВЛ ВА-167)	110	1976	73,565	АС 120/19; АС 150/19; АС 300/32; АС 70/11
155	Славгородская-Гришковская (ВЛ СГ-119)	110	1970	22,439	АС 120/19
156	Баевская-Верхчуманская (ВЛ БЧ-35)	110	1978	26,372	АС 150/19
157	Арбузовская-Корчинская (ВЛ АК- 18)	110	1978	106,24	АС 150/19; АС 95/16
158	Хабарская-Коротоякская (ВЛ ХК- 196)	110	1973	22,461	АС 120/19
159	Корчинская-Завьяловская (ВЛ КЗ- 193)	110	1973	71,32	АС 70/11
160	Топчихинская-Алейская (ВЛ ТА- 182)	110	1967	59,626	АЖ 120; АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
161	Завьяловская-Баевская (ВЛ ЗБ-198)	110	1973	52,599	АС 150/34
162	Крутихинская-Насосная-1 БОС (ВЛ КН-25)	110	1984	8,57	АЖ 120
163	Осколково-Усть-Пристань (ВЛ ОП- 423)	110	1971	37,934	АС 120/19
164	Корчинская-Завьяловская (ВЛ КЗ- 194)	110	1973	71,272	АС 150/19; АС 70/72
165	Светлая-Каменная (ВЛ СК-47)	110	1975	4,619	АЖ 120; АС 70/11
166	Гоняк-Змеиногорская (ВЛ ГЗ-143)	110	1978	94,725	АЖ 120; АС 120/19; АС 150/19
167	Светлая-Буяновская (ВЛ СБ-427)	110	1993	22,779	АС 150/19
168	Корчинская-Мамонтовская (ВЛ КМ- 110)	110	1969	43,947	АС 70/11
169	Змеиногорская-Саввушинская (ВЛ ЗС-31)	110	1977	31,78	АС 120/19

170	Светлая-Каменская (ВЛ СК-48)	110	1972	4,486	АЖ 120; АС 120/19
171	Велижановская-Урываево (ВЛ ВУ-14)	110	1977	27,141	АЖ 120; АС 120/19
172	Курьинская-Краснощековская (ВЛ КК-27)	110	1971	40,513	АС 120/19
173	Корчинская-Тюменцевская (ВЛ КТ-186)	110	1972	72,39	АС 120/19; АС 70/11
174	Верхчуманская-Зятьковская (ВЛ ЧЗ-36)	110	1974	30,644	АС 150/19
175	Коробейниково-Устькалманская (ВЛ КК-133)	110	1971	30,762	АС 70/11
176	Зятьковская-Панкрушихинская (ВЛ ЗП-195)	110	1974	29,213	АС 150/19
177	Светлая-Тюменцевская (ВЛ СТ-188)	110	1972	77,544	АЖ 120; АС 120/19
178	Петропавловская-Огневская (ВЛ ПО-141)	110	1973	47,612	АС 70/11
179	Мамонтовская- Романовская (ВЛ МР-20)	110	1970	27,981	АС 70/11
180	АКХЗ-Городская (ВЛ АГ-87)	110	1979	11,569	АС 120/19; АСО-400
181	АКХЗ-Камышенская (ВЛ АК-79)	110	1986	42,008	АЖ 120; АС 120/19
182	Алтай-Чесноковская (ВЛ АЧ-8)	110	1963	37,275	АС 120/27; АС 185/29
183	Косихинская-Октябрьская (ВЛ КО-1420)	110	1989	56,895	АЖ 120; АС 120/19
184	Чесноковская-Новоалтайская (ВЛ ЧН-23)	110	1979	4,652	АС 240/32
185	Первомайская-Анисимовская (ВЛ ПА-53)	110	1980	55,468	АС 70/11
186	Чесноковская-Первомайская (ВЛ ЧП-30)	110	1978	50,008	АС 70/11; АС 95/16
187	Чесноковская-Новоалтайская (ВЛ ЧН-24)	110	1979	4,657	АС 240/32
188	Тальменская-Новоеловская (ВЛ ТН-160)	110	1973	18,08	АС 70/72
189	Первомайская-Анисимовская (ВЛ ПА-54)	110	1980	55,502	АС 70/11
190	Тальменская-Химпром (ВЛ ТХ-7)	110	1962	42,885	АС 185/24; АС 70/11
191	Тальменская-Тракторная (ВЛ ТТ-1411)	110	1985	5,981	АС 95/16
192	Рогозихинская-Шелаболихинская (ВЛ РШ-438)	110	1974	24,49	АС 70/11
193	Алейская-Осколково (ВЛ АО-155)	110	1971	37,398	АС 120/19
194	Опорная-Подгорная (ВЛ ОП-94)	110	1961	9,325	АЕРО-Z; АС 150/24
195	Шелаболихинская-Павловская (ВЛ ШП-440)	110	1993	24,83	АС 120/19
196	Подгорная-АЗА (ВЛ ПА-171)	110	1974	0,345	АС 120/19
197	Опорная-Чесноковская (ВЛ ОЧ-91)	110	1960	14,515	АС 240/32; АС 300/32
198	Подгорная-Центральная (ВЛ ПЦ-40)	110	1984	4,875	АС 120/19
199	Подгорная-АЗА (ВЛ ПА-172)	110	1974	0,336	АС 120/19
200	ТЭЦ-3-Власиха (ВЛ ТВ-176)	110	1965	3,182	АСО-300

201	Сибэнергомаш-Опорная (ВЛ СО-102)	110	1960	1,188	АС 300/32
202	Опорная-ТЭЦ-2 (ВЛ ТО-101)	110	1960	3,7	АС 300/32
203	ТЭЦ-3-Власиха (ВЛ ТВ-43)	110	1973	6,318	АС 240/32; АС 300/32
204	ТЭЦ-2-Сибэнергомаш (ВЛ ТС-100)	110	1960	2,497	АС 300/48
205	ТЭЦ-3-Подгорная (ВЛ ТП-45)	110	1973	14,041	АС 150/19; АСО-300
206	ТЭЦ-2-БШЗ (ВЛ ТШ-103)	110	1964	8,021	АС 120/19; АС 150/19; АС 300/48
207	ТЭЦ-2-ТЭЦ-3 (ВЛ ТТ-121)	110	1965	17,21	АПвПнг(А)2г 1х500/120- 64/110; АС 120/19; АС 185/24; АС 300/32
208	Власиха-Топчихинская (ВЛ ВТ-111)	110	1967	99,644	АС 150/19; АС 150/24; АС 70/11
209	ТЭЦ-2-БШЗ (ВЛ ТШ-104)	110	1964	7,882	АС 120/19; АС 300/48
210	Арбузовская-Рогозихинская (ВЛ АР-437)	110	1974	32,106	АС 150/19; АС 70/11
211	Топчихинская-Приобская (ВЛ ТП-28)	110	1971	37,108	АС 150/19
212	ТЭЦ-3-Гоньба (ВЛ ТГ-41)	110	1979	15,56	АС 150/19; АС 70/11
213	Власиха-Арбузовская (ВЛ ВА-112)	110	1966	71,55	АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
214	Арбузовская-Корчинская (ВЛ АК-19)	110	1978	106,52	АС 150/19
215	ТЭЦ-3-Гоньба (ВЛ ТГ-42)	110	1979	15,505	АС 150/19; АС 70/11
216	Топчихинская-Парфеново (ВЛ ТП-184)	110	1970	26,11	АС 70/11
217	Топчихинская-Алейская (ВЛ ТА-51)	110	1983	83,85	АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
218	Усть-Пристань-Отрадное (ВЛ ПО-424)	110	1991	30,901	АС 120/19
219	Топчихинская-Раздолье (ВЛ ТР-183)	110	1970	45,848	АС 70/11
220	Горняцкая-Золотушинская (ВЛ ГЗ-95)	110	1952	29,06	АС 150/19
221	Горняк-Змеиногорская (ВЛ ГЗ-142)	110	1953	94,568	АЖ 120; АС 120/19; АС 150/19
222	Краснощековская-Новошипуновская КН-408	110	1973	60,536	АС 120/19
223	Николаевка-Золотушинская (ВЛ НЗ-141)	110	1986	5,95	АС 150/19
224	Саввушинская-Курьинская (ВЛ СК-72)	110	1977	30,761	АС 120/19
225	Дальняя-Курьинская (ВЛ ДК-63)	110	1998	56,271	АС 120/19
226	Новошипуновская-Огневская (ВЛ НО-140)	110	1973	31,559	АС 70/11

227	Устькалманка-Новобурановская (ВЛ КБ-135)	110	1985	38,658	АС 120/19
228	Новошипуновская-Чарышская (ВЛНЧ-439)	110	1991	55,206	АС 120/19
229	Отрадное-Устькалманская (ВЛ ОК- 425)	110	2001	20,141	АС 120/19
230	Бийская ТЭЦ - Бирюзовая Катунь (ТК-1)	110	2015	106,532	АС 120/19
231	Бийская ТЭЦ - Бирюзовая Катунь (ТК-2)	110	2015	106,501	АС 120/19

Таблица 1

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2018 году
составляла менее 50 %

№ п/п	Наименование ПС	Уровни напряжения ПС 35-110 кВ	Установленная мощность Т-1, МВт	Установленная мощность Т-2, МВт	Фактическая нагрузка, МВт	Фактическая нагрузка, %
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Акутихинская	35/10	2,50	0,00	0,29	12,49
2	ПС Алексеевская	35/10	1,60	0,00	0,60	40,34
3	ПС Анисимовская	35/10	2,50	0,00	0,00	0,00
4	ПС Анисимовская	110/10	16,00	0,00	0,45	3,18
5	ПС Арбузовская	110/35/10	6,30	6,30	2,68	47,86
6	ПС База Рубцовского РЭС	35/10	1,60	0,00	0,13	8,60
7	ПС Безрукавская	110/10	6,30	0,00	2,37	42,34
8	ПС Белово	110/35/10	6,30	6,30	1,96	35,04
9	ПС Белоглазовская	35/10	3,20	3,20	0,94	31,66
10	ПС Березовская	35/10	2,50	2,50	0,73	31,47
11	ПС Большевик	35/10	2,50	0,00	0,57	24,69
12	ПС Боровлянская	35/10	1,60	0,00	0,54	36,16
13	ПС Боровская	35/10	1,60	0,00	0,32	21,19
14	ПС Бор-Форпост	110/10	6,30	0,00	0,50	9,00
15	ПС Буяновская	110/10	6,30	6,30	0,15	2,67
16	ПС Васильчуковская	110/10	2,50	0,00	0,33	14,82
17	ПС Велижановская	110/10	6,30	6,30	0,69	12,36
18	ПС Верхаллакская	35/10	1,60	1,60	0,15	9,76
19	ПС Верхпайвинская	35/10	2,50	0,00	0,19	8,04
20	ПС Верхчуманская	110/10	2,50	2,50	0,60	27,11
21	ПС Весенняя	110/10	6,30	0,00	1,80	32,05
22	ПС Водстрой	35/6	2,50	2,50	0,22	9,41
23	ПС Волчнобурлинская	110/10	6,30	6,30	0,79	14,12
24	ПС Востровская	35/10	2,50	2,50	0,74	31,62
25	ПС Второкаменная	110/10	6,30	6,30	1,40	24,99
26	ПС Гидроузел	110/6	10,00	10,00	3,27	36,75
27	ПС Гилевская	110/10	2,50	0,00	0,00	0,00
28	ПС Глубоковская	110/10	6,30	6,30	1,97	35,21
29	ПС Гляденьская	110/35/10	6,30	0,00	1,08	19,20
30	ПС Гоньба	110/10/6	25,00	25,00	5,46	24,53
31	ПС Гришковская	110/35/10	6,30	6,30	1,71	30,55
32	ПС Дальняя	110/35/10	10,00	10,00	1,82	20,46
33	ПС Дмитротитовская	110/10	2,50	2,50	0,60	27,14
34	ПС Долинская	35/10	1,60	0,00	0,25	16,94
35	ПС Ельцовская	110/35/10	6,30	6,30	2,68	47,81
36	ПС Жилинская	35/10	2,50	2,50	0,40	17,19
37	ПС Заборная	35/10	4,00	0,00	0,13	3,58
38	ПС Загайновская	35/10	2,50	2,50	0,75	32,37
39	ПС Зайцевская	35/10	2,50	2,50	0,91	39,03
40	ПС Заречная	110/35/20/10	10,00	10,00	11,42	35,64
41	ПС Заря	35/10	4,00	4,00	0,81	21,87
42	ПС Зелено Полянская	110/10	2,50	0,00	0,25	11,02
43	ПС Зеленый Клин	110/10	16,00	16,00	6,37	44,75
44	ПС Зеркалы	35/10	2,50	0,00	0,33	14,01

1	2	3	4	5	6	7
45	ПС Зерновская	35/10	1,80	0,00	0,03	1,93
46	ПС Зимино	35/10	3,20	1,80	0,28	16,48
47	ПС Златополинская	110/10	2,50	2,50	1,01	45,17
48	ПС Знаменская	35/10	1,60	1,60	0,50	33,85
49	ПС Золотушинская	110/10	6,30	0,00	0,36	6,48
50	ПС ЗЯБ	35/6	10,00	10,00	4,14	44,56
51	ПС Зятьковская	110/10	2,50	2,50	0,38	16,94
52	ПС Ивановская	35/10	1,60	2,50	0,37	25,06
53	ПС Каипская	110/35/10	6,30	2,50	0,48	21,60
54	ПС Калманская	110/10	6,30	0,00	2,08	37,11
55	ПС Каменская-2	110/10	10,00	10,00	3,92	44,09
56	ПС Камышенская	110/10	10,00	10,00	0,94	10,57
57	ПС Кашино	110/35/10	6,30	6,30	1,74	30,96
58	ПС Клепечихинская	110/10	2,50	2,50	0,64	28,67
59	ПС Кокс	110/10	25,00	25,00	2,73	12,28
60	ПС Колыванская	35/10	1,60	0,00	0,63	42,04
61	ПС Комарихинская	35/10	1,80	1,80	0,52	30,78
62	ПС Коминтерновская	35/10	2,50	0,00	0,73	31,43
63	ПС Коммунальная	35/6	10,00	6,30	1,62	27,70
64	ПС Контошинская	35/10	2,50	0,00	0,94	40,63
65	ПС Корниловская	35/10	4,00	2,50	0,41	17,79
66	ПС Коробейниково	110/10	3,20	2,50	0,88	39,55
67	ПС Корчинская	110/10	6,30	6,30	1,95	34,80
68	ПС Костинлоговская	35/10	2,50	2,50	0,49	21,13
69	ПС Кочкинская	35/10	1,60	1,60	0,46	31,22
70	ПС Красноалтайская	35/10	2,50	0,00	0,41	17,44
71	ПС Красноярская	35/10	3,20	0,00	0,38	12,87
72	ПС Крестьянская	35/10	2,50	0,00	0,94	40,27
73	ПС Кругловская	35/10	1,80	0,00	0,33	19,52
74	ПС Кругихинская	110/10	6,30	6,30	2,27	40,47
75	ПС Кузьминская	35/10	1,60	0,00	0,23	15,66
76	ПС Лаптев-Логовская	35/10	1,60	2,50	0,24	15,90
77	ПС Лебяжье	110/35/10	25,00	25,00	4,38	19,68
78	ПС Локтевская	35/10	4,00	0,00	0,96	25,82
79	ПС Лосихинская	35/10	2,50	2,50	0,23	9,88
80	ПС Луговская	35/10	2,50	0,00	0,48	20,43
81	ПС Майская	35/10	10,00	10,00	2,18	23,42
82	ПС Малый Башелак	35/10	1,00	0,00	0,33	35,61
83	ПС Мартыновская	35/10	2,50	4,00	1,14	49,05
84	ПС Мельниковская	35/10	2,50	2,50	1,15	49,54
85	ПС Метелёвская	35/10	4,00	4,00	0,73	19,72
86	ПС МЗХР	110/6	10,00	10,00	2,03	22,84
87	ПС Мирная	110/35/10	10,00	10,00	1,45	16,25
88	ПС Мичуринская	35/10	2,50	0,00	0,99	42,73
89	ПС Молодежная	110/10	2,50	2,50	0,89	39,93
90	ПС Моховская	35/10	2,50	2,50	0,72	31,09
91	ПС Мышкинская	110/10	10,00	10,00	0,39	4,38
92	ПС Набережная	35/10	2,50	2,50	0,86	37,15
93	ПС Нагорная	35/10	2,50	2,50	1,08	46,51
94	ПС Насосная-1 БОС	110/6	16,00	0,00	0,02	0,17
95	ПС Насосная-2 БОС	110/6	16,00	0,00	0,00	0,00
96	ПС Ненинская	110/35/10	10,00	0,00	3,63	40,74
97	ПС Нижнечуманская	35/10	2,50	4,00	0,40	17,20
98	ПС Николаевская	110/10	3,20	2,50	0,42	18,70

1	2	3	4	5	6	7
99	ПС Новоалтайская	110/10	25,00	32,00	8,09	36,37
100	ПС Новобурановская	110/35/10	6,30	0,00	1,05	18,76
101	ПС Нововознесенская	35/10	4,00	4,00	0,35	9,28
102	ПС Новоильинская	110/10	2,50	2,50	0,60	27,14
103	ПС Ново-Кулундинская	110/10	2,50	2,50	0,97	43,79
104	ПС Новониколаевская	110/10	2,50	2,50	0,57	25,65
105	ПС Ново-Полтавская	110/10	2,50	2,50	0,90	40,67
106	ПС Новосельская	110/10	2,50	0,00	0,27	12,08
107	ПС Новотроицкая (НС-3)	35/6	4,00	0,00	0,08	2,25
108	ПС Новотроицкая (НС-5)	35/6	4,00	0,00	0,01	0,33
109	ПС Новотроцкая (НС-4)	110/35/6	10,00	0,00	0,17	1,97
110	ПС Новоярковская	35/10	4,00	4,00	0,91	24,51
111	ПС НС-4П	35/10	4,00	0,00	0,16	4,19
112	ПС Обская	110/6	6,30	6,30	0,32	5,76
113	ПС ОБЬ	35/6	10,00	10,00	2,62	28,18
114	ПС Овсянниковская	35/10	2,50	0,00	0,22	9,25
115	ПС Овчинниковская	35/10	6,30	6,30	2,57	43,79
116	ПС Огневская	110/10	6,30	0,00	0,95	17,02
117	ПС Озерновская	35/10	2,50	2,50	1,03	44,34
118	ПС Озерно-Кузнецовская	110/10	6,30	6,30	0,45	7,94
119	ПС Октябрьская	35/10	1,60	0,00	0,45	29,93
120	ПС Октябрьская	35/10	2,50	2,50	0,29	12,50
121	ПС Октябрьская	110/10	6,30	6,30	0,72	12,83
122	ПС Опорная	110/6	40,00	40,00	13,90	39,03
123	ПС Ореховская	35/10	2,50	2,50	0,69	29,80
124	ПС Орловская	110/35/10	10,00	10,00	1,61	18,04
125	ПС Оросительная-3	35/10	1,60	0,00	0,67	45,27
126	ПС Орошение	35/10	4,00	0,00	1,30	34,82
127	ПС Осколково	110/10	2,50	6,30	0,86	38,85
128	ПС Отрадное	110/10	6,30	0,00	0,45	8,08
129	ПС Панкрушихинская	110/35/10	6,30	6,30	2,41	42,98
130	ПС Парфеново	110/10	2,50	2,50	0,75	33,52
131	ПС Первомайская	110/35/10	10,00	10,00	3,77	42,32
132	ПС Петровская	35/10	4,00	4,00	1,61	43,36
133	ПС Плотниковская	35/6	4,00	4,00	0,02	0,47
134	ПС Победа	35/10	1,60	0,00	0,28	18,74
135	ПС Победим	110/10	2,50	2,50	0,74	33,35
136	ПС Подборная	35/10	1,60	2,50	0,30	20,38
137	ПС Подсосновская	35/10	6,30	4,00	1,44	38,70
138	ПС Покровская	35/10	4,00	4,00	0,22	5,98
139	ПС Полевая	35/6	4,00	0,00	0,47	12,71
140	ПС Ползуново	110/10/6	40,00	40,00	7,69	21,59
141	ПС Полуямки	35/10	2,50	1,80	0,78	46,57
142	ПС Поповичихинская	110/10	2,50	0,00	0,16	7,03
143	ПС Поспелихинская	110/35/10	25,00	25,00	9,74	43,78
144	ПС Пресс	110/6	63,00	63,00	16,64	29,67
145	ПС Приобская	110/35/10	10,00	10,00	2,53	28,39
146	ПС Приозерная	110/35/10	25,00	25,00	8,18	36,76
147	ПС Раздолье	110/10	2,50	6,30	0,73	32,71
148	ПС Разумовская	35/10	1,60	2,50	0,37	24,89
149	ПС Ракитовская	35/10	1,80	2,50	0,67	40,30
150	ПС Рассвет	35/10	4,00	4,00	1,28	34,42
151	ПС Ремовская	35/10	5,60	4,00	1,70	45,72
152	ПС РМЗ	110/6	15,00	40,00	5,02	37,63

1	2	3	4	5	6	7
153	ПС Rogozikhinskaya	110/10	6,30	6,30	1,26	22,42
154	ПС РПБ ЗЭС	35/10	1,60	2,50	0,60	40,09
155	ПС Рыбинская	110/35/10	10,00	10,00	3,45	38,77
156	ПС Саввушинская	35/10	1,60	0,00	0,04	2,97
157	ПС Свердловская	35/10	1,60	1,60	0,69	46,65
158	ПС Северная	110/35/6	20,00	25,00	5,34	30,02
159	ПС Северская	110/10	2,50	2,50	0,89	39,84
160	ПС Серебропольская	110/35/10	16,00	10,00	0,90	10,07
161	ПС Сидоровская	110/10	6,30	0,00	1,07	19,00
162	ПС Симоновская	35/10	1,80	0,00	0,19	11,48
163	ПС Ситниковская	35/10	1,60	1,60	0,45	30,58
164	ПС Смазнево	35/10	4,00	0,00	1,60	42,96
165	ПС Солнечная поляна	110/10	40,00	40,00	17,06	47,92
166	ПС Солнечная	35/10	6,30	0,00	0,60	10,23
167	ПС Солонцовская	35/10	2,50	0,00	0,55	23,55
168	ПС Солтонская	110/35/10	6,30	6,30	1,64	29,33
169	ПС Соусканиха	35/10	1,60	0,00	0,24	16,40
170	ПС Степновская	35/10	1,60	1,60	0,56	37,92
171	ПС Столбовская	35/10	2,50	2,50	0,66	28,26
172	ПС Суетка	35/10	1,00	0,00	0,28	30,49
173	ПС Таловская	35/10	2,50	4,00	0,89	38,41
174	ПС Тишинская	110/35/10	10,00	6,30	0,85	15,20
175	ПС Тогульская	110/35/10	6,30	6,30	2,58	46,07
176	ПС Топольная	35/10	2,50	0,00	0,24	10,38
177	ПС Тракторная	110/10	16,00	16,00	1,75	12,32
178	ПС Трансмаш	110/6	40,00	40,00	9,85	27,67
179	ПС Третьяковская	110/35/10	10,00	0,00	4,02	45,22
180	ПС Трофимовская	35/6	25,00	25,00	9,63	41,41
181	ПС Тугозвонская	35/10	1,60	0,00	0,59	39,43
182	ПС Угловская	110/35/10	6,30	10,00	2,18	38,83
183	ПС Урлаповская	35/10	2,50	0,00	0,44	19,12
184	ПС Усть-Кажа	35/10	1,60	0,00	0,37	24,66
185	ПС Усть-Мосиха	110/10	2,50	2,50	0,78	35,05
186	ПС Усть-Пристань	110/10	6,30	6,30	2,55	45,47
187	ПС Устьянская	35/10	2,50	2,50	1,09	47,04
188	ПС Хабарская	110/10	10,00	10,00	3,12	35,05
189	ПС Химпром	110/10	10,00	10,00	3,75	42,13
190	ПС Хлопуновская	110/10	6,30	6,30	0,94	16,81
191	ПС Хмелевская	35/10	6,30	0,00	0,88	14,96
192	ПС Цаплинская	35/10	4,00	4,00	1,30	35,03
193	ПС Целинная	110/35/10	10,00	10,00	3,16	35,53
194	ПС Чапаевская	110/10	2,50	0,00	0,23	10,40
195	ПС Черемушкинская	35/10	4,00	0,00	0,73	19,63
196	ПС Черемшанская	35/10	4,00	4,00	1,00	26,91
197	ПС Чинетинская	35/10	1,00	1,00	0,18	19,03
198	ПС Чумышская	35/10	4,00	4,00	1,47	39,51
199	ПС Шадрухинская	35/10	2,50	0,00	0,14	5,91
200	ПС Шарчинская	110/10	2,50	0,00	0,71	31,74
201	ПС Шипунихинская	35/10	2,50	0,00	0,82	35,13
202	ПС Шпагино	35/10	4,00	0,00	0,59	15,78
203	ПС Шубинская	110/10	6,30	6,30	0,27	4,89
204	ПС Шумановская	35/10	4,00	4,00	0,64	17,25
205	ПС Южаконская	35/10	1,60	0,00	0,11	7,19
206	ПС Саввушинская	110/10	2,50	2,50	0,71	32,01

1	2	3	4	5	6	7
207	ПС 110 кВ Быстроистокская	110/10	6,30	6,30	1,73	30,90
208	ПС 110 кВ Верх-Ануйская	110/10	6,30	0,00	1,04	18,53
209	ПС 110 кВ Красноорловская	110/10	2,50	2,50	1,05	46,97
210	ПС 110 кВ Куяганская	110/10	2,50	2,50	0,57	25,49
211	ПС 110 кВ Линевская	110/10	2,50	2,50	0,60	26,81
212	ПС 110 кВ Мостовая	110/6	6,30	0,00	0,50	8,94
213	ПС 110 кВ Сибирячихинская	110/10	2,50	0,00	0,47	20,99
214	ПС 110 кВ Совхозная	110/10	2,50	2,50	0,57	25,54
215	ПС 110 кВ Шульгинская	110/6	10,00	10,00	2,73	30,69
216	ПС 35 кВ Сычевская	35/10	4,00	4,00	1,24	33,25

Таблица 2

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2019 году
составляла менее 50 %

№ п/п	Наименование ПС	Уровни напряжения ПС 35-110 кВ	Установ- ленная мощность Т-1, МВт	Установ- ленная мощность Т-2, МВт	Фактичес- кая нагрузка, МВт	Фактичес- кая нагрузка, %
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Акутихинская	35/10	2,5	0	0,31	12,49
2	ПС Алексеевская	35/10	1,6	0	0,65	40,34
3	ПС Анисимовская	35/10	2,5	0	0,00	0,00
4	ПС Анисимовская	110/10	16	0	0,68	4,24
5	ПС Арбузовская	110/35/10	6,3	6,3	3,02	47,86
6	ПС База Рубцовского РЭС	35/10	1,6	0	0,14	8,60
7	ПС Безрукавская	110/10	6,3	0	2,42	42,34
8	ПС Белово	110/35/10	6,3	6,3	2,45	38,86
9	ПС Белоглазовская	35/10	3,2	3,2	1,01	31,66
10	ПС Белокурихинская	110/10	10	10	0,00	0,00
11	ПС Березовская	35/10	2,5	2,5	0,89	35,44
12	ПС Бирюзовая Катунь	110/10	25	25	0,00	0,00
13	ПС Большевик	35/10	2,5	0	0,62	24,69
14	ПС Боровлянская	35/10	1,6	0	0,58	36,16
15	ПС Боровская	35/10	1,6	0	0,34	21,19
16	ПС Бор-Форпост	110/10	6,3	0	0,59	9,39
17	ПС Буюновская	110/10	6,3	6,3	0,18	2,80
18	ПС Быстроистокская	110/10	6,3	6,3	1,95	30,90
19	ПС Васильчуковская	110/10	2,5	0	0,33	14,82
20	ПС Велижановская	110/10	6,3	6,3	0,87	13,89
21	ПС Верхаллакская	35/10	1,6	1,6	0,16	11,03
22	ПС Верх-Ануйская	110/10	6,3	0	1,85	29,41
23	ПС Верхпайвинская	35/10	2,5	0	0,21	8,37
24	ПС Верхчуманская	110/10	2,5	2,5	0,42	27,11
25	ПС Весенняя	110/10	6,3	0	2,09	33,11
26	ПС Водстрой	35/6	2,5	2,5	0,36	14,42
27	ПС Волчнобурлинская	110/10	6,3	6,3	0,89	14,12
28	ПС Востровская	35/10	2,5	2,5	0,79	31,62
29	ПС Второкаменская	110/10	6,3	6,3	1,69	26,77
30	ПС Гидроузел	110/6	10	10	3,68	36,75
31	ПС Гилевская	110/10	2,5	0	0,00	0,00

1	2	3	4	5	6	7
32	ПС Глубоковская	110/10	6,3	6,3	2,34	37,07
33	ПС Гляденьская	110/35/10	6,3	0	1,25	19,92
34	ПС Гоньба	110/10/6	25	25	6,13	24,53
35	ПС Гришковская	110/35/10	6,3	6,3	1,53	30,68
36	ПС Дальняя	110/35/10	10	10	2,48	24,80
37	ПС Дмитротитовская	110/10	2,5	2,5	0,84	33,43
38	ПС Долинская	35/10	1,6	0	0,30	18,80
39	ПС Жилинская	35/10	2,5	2,5	0,50	19,96
40	ПС Заборная	35/10	4	0	0,14	3,76
41	ПС Загайновская	35/10	2,5	2,5	0,81	32,37
42	ПС Зайцевская	35/10	2,5	2,5	0,98	39,03
43	ПС Заречная	110/35/20/10	10	10	12,83	35,64
44	ПС Заря	35/10	4	4	1,02	25,61
45	ПС Зелено Полянская	110/10	2,5	0	0,27	11,02
46	ПС Зеленый Клин	110/10	16	16	7,16	44,75
47	ПС Зеркалы	35/10	2,5	0	0,35	14,01
48	ПС Зерновская	35/10	1,8	0	0,04	2,18
49	ПС Зимино	35/10	3,2	1,8	0,32	17,56
50	ПС Златополинская	110/10	2,5	2,5	1,13	45,17
51	ПС Знаменская	35/10	1,6	1,6	0,59	36,96
52	ПС Золотушинская	110/10	6,3	0	0,45	7,12
53	ПС ЗЯБ	35/6	10	10	4,74	47,37
54	ПС Зятьковская	110/10	2,5	2,5	0,46	18,40
55	ПС Ивановская	35/10	1,6	2,5	0,50	31,12
56	ПС Калманская	110/10	6,3	0	2,34	37,11
57	ПС Каменская-2	110/10	10	10	4,41	44,09
58	ПС Камышенская	110/10	10	10	1,06	10,60
59	ПС Кашино	110/35/10	6,3	6,3	2,09	33,21
60	ПС Клепечихинская	110/10	2,5	2,5	0,79	31,67
61	ПС Кокс	110/10	25	25	3,07	12,28
62	ПС Колыванская	35/10	1,6	0	0,67	42,04
63	ПС Комарихинская	35/10	1,8	1,8	0,57	31,44
64	ПС Коминтерновская	35/10	2,5	0	0,90	36,19
65	ПС Коммунальная	35/6	10	6,3	1,75	27,70
66	ПС Контошинская	35/10	2,5	0	1,02	40,63
67	ПС Корниловская	35/10	4	2,5	0,46	18,39
68	ПС Коробейниково	110/10	2,5	2,5	1,07	42,99
69	ПС Корчинская	110/10	6,3	6,3	2,19	34,80
70	ПС Костинлоговская	35/10	2,5	2,5	0,55	22,01
71	ПС Кочкинская	35/10	1,6	1,6	0,50	31,22
72	ПС Красноалтайская	35/10	2,5	0	0,44	17,44
73	ПС Красноорловская	110/10	2,5	2,5	1,17	46,97
74	ПС Красноярская	35/10	3,2	0	0,41	12,87
75	ПС Крестьянская	35/10	2,5	0	1,01	40,49
76	ПС Кругловская	35/10	1,8	0	0,38	20,97
77	ПС Крутихинская	110/10	6,3	6,3	2,91	46,22
78	ПС Крутишка	35/10	2,5	2,5	1,20	48,17
79	ПС Кузьминская	35/10	1,6	0	0,27	16,88
80	ПС Куяганская	110/10	2,5	2,5	0,65	26,12
81	ПС Лаптев-Логовская	35/10	1,6	2,5	0,27	16,61
82	ПС Лебяжье	110/35/10	25	25	4,92	19,68
83	ПС Линевская	110/10	2,5	2,5	0,69	27,60
84	ПС Локтевская	35/10	4	0	1,03	25,82
85	ПС Лосихинская	35/10	2,5	2,5	0,26	10,36

1	2	3	4	5	6	7
86	ПС Луговская	35/10	2,5	0	0,51	20,43
87	ПС Майская	35/10	10	10	2,34	23,42
88	ПС Малый Башелак	35/10	1	0	0,36	35,61
89	ПС Метелёвская	35/10	4	4	0,80	19,94
90	ПС МЗХР	110/6	10	10	2,28	22,84
91	ПС Мирная	110/35/10	10	10	1,86	18,57
92	ПС Мичуринская	35/10	2,5	0	1,07	42,73
93	ПС Молодежная	110/10	2,5	2,5	1,02	40,92
94	ПС Мостовая	110/6	6,3	0	0,43	8,94
95	ПС Моховская	35/10	2,5	2,5	0,82	32,66
96	ПС Мышкинская	110/10	10	10	0,48	4,77
97	ПС Набережная	35/10	2,5	2,5	0,86	37,15
98	ПС Нагорная	35/10	2,5	2,5	1,24	49,42
99	ПС Насосная-1 БОС	110/6	0	0	0,01	0,00
100	ПС Насосная-2 БОС	110/6	16	0	0,01	0,04
101	ПС Ненинская	110/35/10	10	0	1,39	40,74
102	ПС Нижнечуманская	35/10	2,5	4	0,52	20,77
103	ПС Николаевская	110/10	2,5	2,5	0,47	18,70
104	ПС Новоалтайская	110/10	32	0	9,09	28,41
105	ПС Новобурановская	110/35/10	6,3	0	1,15	18,76
106	ПС Нововознесенская	35/10	4	4	0,39	9,66
107	ПС Новоильинская	110/10	2,5	2,5	0,68	27,14
108	ПС Ново-Кулундинская	110/10	2,5	2,5	1,13	45,08
109	ПС Новониколаевская	110/10	2,5	2,5	0,71	28,23
110	ПС Ново-Полтавская	110/10	2,5	2,5	1,02	40,67
111	ПС Ново-Романово	110/10	6,3	6,3	3,11	49,40
112	ПС Новосельская	110/10	2,5	0	0,30	12,08
113	ПС Новотроицкая (НС-3)	35/6	4	0	0,01	10,67
114	ПС Новотроицкая (НС-5)	35/6	4	0	0,01	0,36
115	ПС Новотроцкая (НС-4)	110/35/6	10	0	0,14	7,35
116	ПС Новоярковская	35/10	4	4	0,99	24,68
117	ПС НС-4П	35/10	4	0	0,17	4,24
118	ПС Обская	110/6	6,3	6,3	0,37	5,86
119	ПС ОБЬ	35/6	10	10	2,82	28,18
120	ПС Овсянниковская	35/10	2,5	0	0,24	9,55
121	ПС Овчинниковская	35/10	6,3	6,3	2,76	43,79
122	ПС Огневская	110/10	6,3	0	1,12	17,72
123	ПС Озерновская	35/10	2,5	2,5	1,21	48,49
124	ПС Озерно-Кузнецовская	110/10	6,3	6,3	0,57	8,98
125	ПС Октябрьская	35/10	1,6	0	0,52	32,80
126	ПС Октябрьская	35/10	2,5	2,5	0,31	12,50
127	ПС Октябрьская	110/10	6,3	6,3	0,87	13,74
128	ПС Опорная	110/6	40	40	16,20	40,49
129	ПС Ореховская	35/10	2,5	2,5	0,97	38,62
130	ПС Орловская	110/35/10	10	10	2,09	20,92
131	ПС Оросительная-3	35/10	1,6	0	0,27	45,27
132	ПС Орошение	35/10	4	0	1,39	34,82
133	ПС Осколково	110/10	2,5	6,3	1,06	42,46
134	ПС Отрадное	110/10	6,3	0	0,52	8,27
135	ПС Панкрушихинская	110/35/10	6,3	6,3	3,06	48,61
136	ПС Парфеново	110/10	2,5	2,5	0,90	35,88
137	ПС Первомайская	110/35/10	10	10	4,23	42,32
138	ПС Петровская	35/10	4	4	1,73	43,36
139	ПС Плотниковская	35/6	4	4	0,02	0,47

1	2	3	4	5	6	7
140	ПС Победа	35/10	1,6	0	0,32	20,22
141	ПС Победим	110/10	2,5	2,5	0,83	33,35
142	ПС Подборная	35/10	1,6	2,5	0,31	20,38
143	ПС Подсосновская	35/10	6,3	4	1,55	38,70
144	ПС Покровская	35/10	4	4	0,30	7,46
145	ПС Полевая	35/6	4	0	0,48	12,71
146	ПС Ползуново	110/10/6	40	40	8,64	21,59
147	ПС Полуямки	35/10	2,5	1,8	0,89	49,43
148	ПС Поповичихинская	110/10	2,5	0	0,18	7,03
149	ПС Пospelихинская	110/35/10	25	25	11,59	46,36
150	ПС Пресс	110/6	63	63	26,89	42,68
151	ПС Приобская	110/35/10	10	10	2,84	28,39
152	ПС Раздолье	110/10	2,5	6,3	0,82	32,71
153	ПС Разумовская	35/10	1,6	2,5	0,45	27,94
154	ПС Ракитовская	35/10	1,8	2,5	0,75	41,67
155	ПС Рассвет	35/10	4	4	1,43	35,67
156	ПС Ремовская	35/10	5,6	4	1,83	45,77
157	ПС Рогозихинская	110/10	6,3	6,3	1,39	22,42
158	ПС РПБ ЗЭС	35/10	1,6	2,5	0,68	42,53
159	ПС Рыбинская	110/35/10	10	10	3,88	38,77
160	ПС Саввушинская	35/10	1,6	0	0,07	4,69
161	ПС Свердловская	35/10	1,6	1,6	0,62	46,65
162	ПС Северная	110/35/6	20	25	5,56	30,02
163	ПС Северная(новая)		16	16	0,00	0,00
164	ПС Северская	110/10	2,5	2,5	1,00	39,84
165	ПС Серебропольская	110/35/10	10	16	1,01	10,07
166	ПС Сибирская монета	110/10	25	25	0,00	0,00
167	ПС Сибирячихинская	110/10	2,5	0	0,52	20,99
168	ПС Сидоровская	110/10	6,3	0	1,20	19,00
169	ПС Симоновская	35/10	1,8	0	0,21	11,48
170	ПС Ситниковская	35/10	1,6	1,6	0,49	30,58
171	ПС Смазнево	35/10	4	0	1,91	47,78
172	ПС Совхозная	110/10	2,5	2,5	0,64	25,54
173	ПС Солнечная	35/10	6,3	0	0,73	11,51
174	ПС Солоновская	35/10	2,5	0	0,67	26,74
175	ПС Солтонская	110/35/10	6,3	6,3	1,96	31,05
176	ПС Соусканиха	35/10	1,6	0	0,26	16,40
177	ПС Степновская	35/10	1,6	1,6	0,64	40,07
178	ПС Столбовская	35/10	2,5	2,5	0,65	28,26
179	ПС Суетка	35/10	1	0	0,32	32,41
180	ПС Сычевская	35/10	4	4	1,33	33,25
181	ПС Таловская	35/10	2,5	4	1,13	45,01
182	ПС Титовская	35/10	2,5	0	0,94	37,69
183	ПС Тишинская	110/35/10	10	6,3	1,65	26,12
184	ПС Тогульская	110/35/10	6,3	6,3	2,90	46,07
185	ПС Топольная	35/10	2,5	0	0,26	10,38
186	ПС Тракторная	110/10	16	16	2,03	12,69
187	ПС Трансмаш	110/6	40	40	10,34	27,67
188	ПС Трофимовская	35/6	25	25	10,35	41,41
189	ПС Угловская	110/35/10	6,3	10	2,45	38,83
190	ПС Урлаповская	35/10	2,5	0	0,50	19,82
191	ПС Усть-Кажа	35/10	1,6	0	0,41	25,54
192	ПС Усть-Мосиха	110/10	2,5	2,5	0,92	37,00
193	ПС Усть-Пристань	110/10	6,3	6,3	3,03	48,05

1	2	3	4	5	6	7
194	ПС Хабарская	110/10	10	10	3,63	36,34
195	ПС Химпром	110/10	10	10	4,21	42,13
196	ПС Хлопуновская	110/10	6,3	6,3	1,08	17,16
197	ПС Хмелевская	35/10	6,3	0	1,07	16,95
198	ПС Цаплинская	35/10	4	4	1,40	35,36
199	ПС Целинная	110/35/10	10	10	3,55	35,53
200	ПС Чапаевская	110/10	2,5	0	0,22	10,40
201	ПС Черемушкинская	35/10	4	0	0,79	19,63
202	ПС Черемшанская	35/10	4	4	1,08	26,91
203	ПС Чинетинская	35/10	1	1	0,24	23,88
204	ПС Чумышская	35/10	4	4	1,58	39,51
205	ПС Шадрухинская	35/10	2,5	0	0,10	5,91
206	ПС Шарчинская	110/10	2,5	0	0,79	31,74
207	ПС Шипунихинская	35/10	2,5	0	0,88	35,13
208	ПС Шпагино	35/10	4	0	0,73	18,23
209	ПС Шубинская	110/10	6,3	6,3	0,23	5,35
210	ПС Шульгинская	110/6	10	10	1,79	30,69
211	ПС Шумановская	35/10	4	4	0,69	17,25
212	ПС Южаковская	35/10	1,6	0	0,13	8,34
213	ПС Саввушинская	110/10	2,5	2,5	0,80	32,01

Таблица 3

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2020 году
составляла менее 50 %

№ п/п	Наименование ПС	Уровни напряжения ПС 35-110 кВ	Установленная мощность Т-1, МВт	Установленная мощность Т-2, МВт	Фактическая нагрузка, МВт	Фактическая нагрузка, %
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС "1 Подъем" №21	35/6	10,00	10,00	4,484	48,22
2	ПС "25 лет Октября" №30	35/10	1,60	0,00	0,416	27,98
3	ПС "Акутихинская" №62	35/10	2,50	0,00	0,263	11,32
4	ПС "Алексеевская" №54	35/10	1,60	0,00	0,568	38,17
5	ПС "Анисимовская" №41	35/10	2,50	0,00	0,000	0,00
6	ПС "Анисимовская" №50	110/10	16,00	0,00	0,567	3,98
7	ПС "Арбузовская" №57	110/35/10	6,30	6,30	2,312	41,23
8	ПС "Баевская" №11	110/35/10	6,30	10,00	2,546	45,41
9	ПС "База Рубцовского РЭС" №61	35/10	1,60	0,00	0,134	9,03
10	ПС "Безрукавская" №17	110/10	6,30	0,00	2,374	42,34
11	ПС "Белово" №64	110/35/10	6,30	6,30	1,965	35,04
12	ПС "Белоглазовская" №37	35/10	3,20	3,20	0,841	28,27
13	ПС "Белокурихинская" №32	110/10	10,00	10,00	0,035	0,39
14	ПС "Береговая" №19	110/6	16,00	16,00	6,633	46,58
15	ПС "Березовская" №58	35/10	2,50	2,50	0,731	31,44
16	ПС "Бирюзовая Катунь" №30	110/10	25,00	25,00	0,000	0,00
17	ПС "Благовещенская" №3	110/10	16,00	16,00	6,890	48,38
18	ПС "Большевик" №66	35/10	2,50	0,00	0,521	22,42
19	ПС "Бор-Форпост" №9	110/10	6,30	0,00	0,504	8,99
20	ПС "Боровлянская" №87	35/10	1,60	0,00	0,467	31,38
21	ПС "Боровская" №92	35/10	1,60	0,00	0,259	17,42
22	ПС "Бурлинская" №16	110/35/10	6,30	16,00	2,634	46,97
23	ПС "Буяновская" №40	110/10	6,30	6,30	0,160	2,85
24	ПС "Быстроистокская" №40	110/10	6,30	6,30	1,480	26,39
25	ПС "Васильчуковская" №34	110/10	2,50	0,00	0,296	13,32
26	ПС "Велижановская" №24	110/10	6,30	6,30	0,716	12,78
27	ПС "Верх-Ануйская" №39	110/10	6,30	0,00	0,963	17,18
28	ПС "Верхаллакская" №23	35/10	1,60	1,60	0,164	11,03
29	ПС "Верхпайвинская" №18	35/10	2,50	0,00	0,184	7,93
30	ПС "Верхчуманская" №28	110/10	2,50	2,50	0,350	15,72
31	ПС "Весенняя" №52	110/10	6,30	0,00	1,856	33,11
32	ПС "Водстрой" №50	35/6	2,50	2,50	0,185	7,96
33	ПС "Волчнобурлинская" №13	110/10	6,30	6,30	0,744	13,28
34	ПС "Востровская" №52	35/10	2,50	2,50	0,727	31,28

1	2	3	4	5	6	7
35	ПС "Второкаменная" №36	110/10	6,30	6,30	1,181	21,06
36	ПС "Вылковская" №20	110/10	2,50	2,50	0,975	43,82
37	ПС "Гальштадская" №7	110/35/10	25,00	16,00	7,092	49,81
38	ПС "Гидроузел" №29	110/6	10,00	10,00	2,467	27,72
39	ПС "Гилевская" №7	110/10	2,50	0,00	0,000	0,00
40	ПС "Глубоковская" №27	110/10	6,30	6,30	1,884	33,60
41	ПС "Гляденская" №33	110/10	6,30	0,00	0,952	16,98
42	ПС "Гоноховская" №26	110/10	2,50	2,50	1,103	49,56
43	ПС "Гоньба" №23	110/10/6	25,00	25,00	5,287	23,76
44	ПС "Гришковская" №35	110/10	6,30	6,30	1,720	30,68
45	ПС "Дальняя" №10	110/35/10	10,00	10,00	2,207	24,80
46	ПС "Дмитротитовская" №8	110/10	2,50	2,50	0,744	33,43
47	ПС "Долинская" №53	35/10	1,60	0,00	0,343	23,08
48	ПС "Жилинская" №40	35/10	2,50	2,50	0,400	17,22
49	ПС "Заборная" №58	35/10	4,00	0,00	0,153	4,11
50	ПС "Загайновская" №85	35/10	2,50	2,50	0,711	30,57
51	ПС "Зайцевская" №51	35/10	2,50	2,50	0,787	33,86
52	ПС "Заречная" №7	110/35/20/10	10,00	10,00	11,299	35,27
53	ПС "Заря" №32	35/10	4,00	4,00	1,014	27,27
54	ПС "Зелено Полянская" №38	110/10	2,50	0,00	0,245	11,02
55	ПС "Зеленый Клин" №10	110/10	16,00	16,00	5,926	41,62
56	ПС "Зеркалы" №65	35/10	2,50	0,00	0,308	13,24
57	ПС "Зерновская" №51	35/10	1,80	0,00	0,037	2,18
58	ПС "Зимино" №62	35/10	3,20	1,80	0,285	17,05
59	ПС "Златополинская" №24	110/10	2,50	2,50	0,851	38,25
60	ПС "Знаменская" №12	35/10	1,60	1,60	0,514	34,54
61	ПС "Золотушинская" №4	110/10	6,30	0,00	0,326	5,81
62	ПС "ЗЯБ" №4	35/6	10,00	10,00	4,262	45,82
63	ПС "Зятыково Реченская" №23	110/10	2,50	2,50	1,110	49,87
64	ПС "Зятыковская" №14	110/10	2,50	2,50	0,396	17,78
65	ПС "Ивановская" №56	35/10	1,60	2,50	0,394	26,47
66	ПС "Калманская" №85	110/10	6,30	0,00	2,042	36,41
67	ПС "Каменная-2" №31	110/10	10,00	10,00	3,751	42,14
68	ПС "Камышенская" №4	110/10	10,00	10,00	0,944	10,60
69	ПС "Катунь" №16	110/10	2,50	2,50	1,030	46,27
70	ПС "Кашино" №93	110/35/10	6,30	6,30	1,499	26,73
71	ПС "Клепечихинская" №12	110/10	2,50	2,50	0,596	26,78
72	ПС "Ключевская" №5	110/10	10,00	15,00	4,244	47,68
73	ПС "Кокс" №6	110/10	25,00	25,00	2,367	10,64
74	ПС "Колхозная" №5	35/10	2,50	4,00	1,159	49,84
75	ПС "Колыванская" №42	35/10	1,60	0,00	0,549	36,91
76	ПС "Комарихинская" №39	35/10	1,80	1,80	0,469	28,04
77	ПС "Коминтерновская" №42	35/10	2,50	0,00	0,747	32,12
78	ПС "Коммунальная" №16	35/6	10,00	6,30	1,697	28,96
79	ПС "Контошинская" №33	35/10	2,50	0,00	0,654	28,14
80	ПС "Корниловская" №41	35/10	4,00	2,50	0,403	17,35
81	ПС "Коробейниково"	110/10	2,50	2,50	0,952	42,78

1	2	3	4	5	6	7
	№72					
82	ПС "Корчинская" №2	110/10	6,30	6,30	1,894	33,77
83	ПС "Косихинская" №28	110/35/10	10,00	10,00	4,178	46,95
84	ПС "Костинлоговская" №30	35/10	2,50	2,50	0,512	22,01
85	ПС "Кочкинская" №21	35/10	1,60	1,60	0,279	18,75
86	ПС "Красноалтайская" №39	35/10	2,50	0,00	0,360	15,48
87	ПС "Красногорская" №9	110/35/10	6,30	6,30	2,700	48,16
88	ПС "Красноорловская" №43	110/10	2,50	2,50	0,997	44,79
89	ПС "Красноярковская" №45	35/10	3,20	0,00	0,399	13,42
90	ПС "Крестьянская" №5	35/10	2,50	0,00	0,916	39,39
91	ПС "Кругловская" №34	35/10	1,80	0,00	0,351	20,97
92	ПС "Крутихинская" №25	110/10	6,30	6,30	2,114	37,71
93	ПС "Кузьминская" №41	35/10	1,60	0,00	0,222	14,92
94	ПС "Куяганская" №38	110/10	2,50	2,50	0,581	26,12
95	ПС "Кытмановская" №59	110/10	6,30	6,30	2,418	43,12
96	ПС "Лаптев-Логовская" №46	35/10	1,60	2,50	0,217	14,58
97	ПС "Лебяжье" №18	110/35/10	25,00	25,00	4,264	19,16
98	ПС "Линевская" №23	110/10	2,50	2,50	0,522	23,46
99	ПС "Локтевская" №31	35/10	4,00	0,00	0,819	22,02
100	ПС "Лосихинская" №34	35/10	2,50	2,50	0,239	10,29
101	ПС "Луговская" №67	35/10	2,50	0,00	0,450	19,34
102	ПС "Майская" №47	35/10	10,00	10,00	2,178	23,42
103	ПС "Малый Башчелак" №62	35/10	1,00	0,00	0,306	32,93
104	ПС "Мельниковская" №36	35/10	2,50	2,50	0,966	41,53
105	ПС "Метелёвская" №49	35/10	4,00	4,00	0,857	23,04
106	ПС "МЗХР" №106	110/6	10,00	10,00	2,260	25,39
107	ПС "Мирная" №22	110/35/10	10,00	10,00	1,466	16,48
108	ПС "Мичуринская" №33	35/10	2,50	0,00	0,935	40,21
109	ПС "Молодежная" №30	110/10	2,50	2,50	0,939	42,18
110	ПС "Мостовая" №14	110/6	6,30	0,00	0,483	8,61
111	ПС "Моховская" №80	35/10	2,50	2,50	0,696	29,92
112	ПС "Мышкинская" №44	110/10	10,00	10,00	0,335	3,76
113	ПС "Набережная" №25	35/10	2,50	2,50	0,801	34,45
114	ПС "Нагорная" №41	35/10	2,50	2,50	1,083	46,59
115	ПС "Насосная-2 БОС" №37	110/6	16,00	0,00	0,006	0,04
116	ПС "Ненинская" №53	110/35/10	10,00	0,00	3,429	38,53
117	ПС "Нижнечуманская" №36	35/10	2,50	4,00	0,444	19,08
118	ПС "Николаевская" №16	110/10	2,50	2,50	0,363	16,31
119	ПС "Ново-Кулундинская" №20	110/10	2,50	2,50	0,844	37,93
120	ПС "Ново-Полтавская" №8	110/10	2,50	2,50	0,836	37,58
121	ПС "Ново-Романово" №87	110/10	6,30	6,30	1,682	29,99
122	ПС "Новоалтайская" №29	110/10	32,00	32,00	7,471	26,23
123	ПС "Новобурановская"	110/35/10	6,30	0,00	0,851	15,17

1	2	3	4	5	6	7
	№10					
124	ПС "Нововознесенская" №36	35/10	4,00	4,00	0,342	9,19
125	ПС "Новоильинская" №26	110/10	2,50	2,50	0,607	27,26
126	ПС "Новониколаевская" №28	110/10	2,50	2,50	0,506	22,76
127	ПС "Новосельская" №27	110/10	2,50	0,00	0,207	9,31
128	ПС "Новотроицкая (НС-3)" №30	35/6	4,00	0,00	0,513	13,78
129	ПС "Новотроицкая (НС-4)" №29	110/35/6	10,00	0,00	0,654	7,35
130	ПС "Новотроицкая (НС-5)" №31	35/6	4,00	0,00	0,005	0,14
131	ПС "Новотырышкинская" №36	110/35/10/6	6,30	6,30	2,493	44,46
132	ПС "Новоярковская" №16	35/10	4,00	4,00	0,834	22,43
133	ПС "НС-4П" №40	35/10	4,00	0,00	0,243	6,53
134	ПС "Обская" №12	110/6	6,30	6,30	0,328	5,86
135	ПС "ОБЬ" №9	35/6	10,00	10,00	2,734	29,40
136	ПС "Овсянниковская" №77	35/10	2,50	0,00	0,222	9,55
137	ПС "Овчинниковская" №39	35/10	6,30	6,30	2,420	41,31
138	ПС "Огневская" №12	110/10	6,30	0,00	0,921	16,43
139	ПС "Озерно-Кузнецовская" №7	110/10	6,30	6,30	0,394	7,03
140	ПС "Озерновская" №35	35/10	2,50	2,50	0,867	37,29
141	ПС "Октябрьская" №57	35/10	2,50	2,50	0,292	12,57
142	ПС "Октябрьская" №7	110/10	6,30	6,30	0,719	12,83
143	ПС "Опорная" №25	110/6	40,00	40,00	14,416	40,49
144	ПС "Ореховская" №28	35/10	2,50	2,50	0,682	29,35
145	ПС "Орловская" №22	110/10	10,00	10,00	1,457	16,37
146	ПС "Оросительная-3" №26	35/10	1,60	0,00	0,243	16,32
147	ПС "Орошение" №61	35/10	4,00	0,00	0,789	21,20
148	ПС "Осколково" №96	110/10	2,50	6,30	0,945	42,46
149	ПС "Отрадное" №71	110/10	6,30	0,00	0,411	7,32
150	ПС "Панкрушихинская" №19	110/35/10	6,30	6,30	2,008	35,81
151	ПС "Парфеново" №84	110/10	2,50	2,50	0,715	32,12
152	ПС "Первомайская" №31	110/35/10	10,00	10,00	3,478	39,08
153	ПС "Петровская" №84	35/10	4,00	4,00	1,596	42,90
154	ПС "Плотниковская" №29	35/6	4,00	4,00	0,013	0,36
155	ПС "Победа" №76	35/10	1,60	0,00	0,267	17,95
156	ПС "Победим" №86	110/10	2,50	2,50	0,675	30,33
157	ПС "Подборная" №48	35/10	1,60	2,50	0,295	19,82
158	ПС "Подсосновская" №25	35/10	6,30	4,00	1,353	36,38
159	ПС "Покровская" №22	35/10	4,00	4,00	0,226	6,09
160	ПС "Полевая" №18	35/6	4,00	0,00	0,486	13,06
161	ПС "Ползуново" №24	110/10/6	40,00	40,00	7,309	20,53
162	ПС "Полюмки" №43	35/10	2,50	1,80	0,657	39,23
163	ПС "Поповичихинская" №56	110/10	2,50	0,00	0,149	6,70

1	2	3	4	5	6	7
164	ПС "Поспелихинская" №23	110/35/10	25,00	25,00	8,890	39,96
165	ПС "Пресс" №41	110/6	63,00	63,00	19,110	34,08
166	ПС "Приобская" №88	110/35/10	10,00	10,00	2,283	25,65
167	ПС "Приозерная" №18	110/35/10	25,00	25,00	11,123	49,99
168	ПС "Раздолье" №83	110/10	2,50	6,30	0,697	31,33
169	ПС "Разумовская" №17	35/10	1,60	2,50	0,416	27,94
170	ПС "Ракитовская" №30	35/10	1,80	2,50	0,626	37,38
171	ПС "Рассвет" №38	35/10	4,00	4,00	1,167	31,37
172	ПС "Ремовская" №38	35/10	5,60	4,00	1,515	40,73
173	ПС "РМЗ" №105	110/6	15,00	40,00	5,660	42,40
174	ПС "Рогозихинская" №53	110/10	6,30	6,30	1,659	29,59
175	ПС "РПБ ЗЭС" №62	35/10	1,60	2,50	0,633	42,53
176	ПС "Рыбинская" №8	110/35/10	10,00	10,00	3,156	35,47
177	ПС "Саввушинская" №48	35/10	1,60	0,00	0,000	0,00
178	ПС "Северная" №20 (новая)	110/6	16,00	16,00	5,345	37,53
179	ПС "Северская" №41	110/10	2,50	2,50	0,855	38,43
180	ПС "Серебропольская" №6	110/35/10	10,00	16,00	0,800	8,99
181	ПС "Сибирская монета" №31	110/10	25,00	25,00	0,000	0,00
182	ПС "Сибирячихинская" №44	110/10	2,50	0,00	0,461	20,72
183	ПС "Сидоровская" №32	110/10	6,30	0,00	0,904	16,12
184	ПС "Симоновская" №40	35/10	1,80	0,00	0,182	10,84
185	ПС "Ситниковская" №15	35/10	1,60	1,60	0,376	25,25
186	ПС "Смазиево" №74	35/10	4,00	0,00	1,777	47,78
187	ПС "Совхозная" №47	110/10	2,50	2,50	0,510	22,94
188	ПС "Солнечная" №95	35/10	6,30	0,00	0,547	9,33
189	ПС "Солоновская" №44	35/10	2,50	0,00	0,524	22,53
190	ПС "Солтонская" №55	110/35/10	6,30	6,30	1,516	27,03
191	ПС "Соусканиха" №82	35/10	1,60	0,00	0,239	16,09
192	ПС "Степновская" №19	35/10	1,60	1,60	0,529	35,55
193	ПС "Столбовская" №21	35/10	2,50	2,50	0,657	28,26
194	ПС "Суетка" №63	35/10	1,00	0,00	0,265	28,51
195	ПС "Сычевская" №97	35/10	4,00	4,00	1,175	31,60
196	ПС "Таловская" №53	35/10	2,50	4,00	1,046	45,01
197	ПС "Титовская" №47	35/10	2,50	0,00	0,781	33,58
198	ПС "Тишинская" №15	110/35/10	10,00	6,30	1,326	23,65
199	ПС "Тогульская" №58	110/35/10	6,30	6,30	2,225	39,68
200	ПС "Топольная" №55	35/10	2,50	0,00	0,229	9,87
201	ПС "Тракторная" №52	110/10	16,00	16,00	2,279	16,01
202	ПС "Трансмаш" № 42	110/6	40,00	40,00	9,206	25,86
203	ПС "Трофимовская" №34	35/6	25,00	25,00	9,156	39,38
204	ПС "Тугозвоновская" №35	35/10	1,60	0,00	0,605	40,68
205	ПС "Угловская" №27	110/35/10	6,30	10,00	1,901	33,91
206	ПС "Урлаповская" №64	35/10	2,50	0,00	0,411	17,68
207	ПС "Усть-Кажа" №11	35/10	1,60	0,00	0,343	23,04
208	ПС "Усть-Мосиха" №63	110/10	2,50	2,50	0,823	37,00
209	ПС "Усть-Пристань" №11	110/10	6,30	6,30	2,361	42,12
210	" ПС Устьянская" №9	35/10	2,50	2,50	0,822	35,37
211	ПС "Хабарская" №18	110/10	10,00	10,00	2,976	33,44

1	2	3	4	5	6	7
212	ПС "Химпром" №27	110/10	10,00	10,00	3,404	38,25
213	ПС "Хлопуновская" №19	110/10	6,30	6,30	0,836	14,91
214	ПС "Хмелевская" №77	35/10	2,50	0,00	0,826	35,51
215	ПС "Цаплинская" №49	35/10	4,00	4,00	1,485	39,91
216	ПС "Целинная" №50	110/35/10	10,00	10,00	2,713	30,49
217	ПС "Чапаевская" №17	110/10	2,50	0,00	0,231	10,40
218	ПС "Чемровская" №66	35/10	6,30	6,30	2,894	49,39
219	ПС "Черемушкинская" №73	35/10	4,00	0,00	0,659	17,71
220	ПС "Черемшанская" №45	35/10	4,00	4,00	0,970	26,07
221	ПС "Чинетинская" №59	35/10	1,00	1,00	0,162	17,37
222	ПС "Чумышская" №76	35/10	4,00	4,00	1,223	32,88
223	ПС "Шадрухинская" №56	35/10	2,50	0,00	0,097	4,15
224	ПС "Шарчинская" №4	110/10	2,50	0,00	0,583	26,19
225	ПС "Шипунихинская" №44	35/10	2,50	0,00	0,645	27,72
226	ПС "Шпагино" №75	35/10	4,00	0,00	0,625	16,79
227	ПС "Шубинская" №11	110/10	6,30	6,30	0,300	5,35
228	ПС "Шульгинская" №17	110/6	10,00	10,00	3,066	34,45
229	ПС "Шумановская" №37	35/10	4,00	4,00	0,583	15,67
230	ПС "Южаконская" №86	35/10	1,60	0,00	0,095	6,42
231	ПС «Саввушинская» №1	110/10	6,30	2,50	0,706	31,73

Приложение 4

Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2025 года по ПС Ковыльная.

№ п/п	№ Договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора*	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Мощность с учетом Кр, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	20.2200.1471.19	24.04.2019	23.04.2022	23.04.2022	Ооо "Контур"	10,0	3,827	0,900	3,444
2	20.2200.1443.19	24.04.2019	23.04.2022	23.04.2022	Оао Индустриальный	10,0	2,173	0,900	1,956
3	20.2200.4353.18	21.12.2018	01.06.2020	20.12.2021	Ооо "Азас"	0,4	0,550	0,700	0,385
4	20.2200.350.19	08.02.2019	10.06.2020	07.02.2022	Ооо "Агро Индустрия"	10,0	0,420	0,700	0,294
5	20.2200.3804.19	21.10.2019	20.10.2020	20.10.2022	Попова Диана Владимировна	10,0	0,360	0,700	0,252
6	20.2200.3673.19	15.10.2019	14.02.2020	14.10.2022	Общество С Ограниченной Ответственностью "Производственно-Коммерческая Фирма Магнус	10,0	0,250	0,700	0,175
7	20.2200.4701.19	30.01.2020	30.07.2020	28.01.2025	Общество С Ограниченной Ответственностью "Алтайский Кедр	10,0	0,150	0,700	0,105
8	20.2200.2984.19	29.10.2019	28.04.2020	27.10.2024	Общество С Ограниченной Ответственностью "Образ Жизни	0,4	0,149	0,700	0,104
9	20.2200.1539.19	17.05.2019	16.05.2020	16.05.2022	Сюткин Михаил Николаевич	0,4	0,100	0,700	0,070
10	20.2200.4205.19	22.11.2019	22.05.2020	20.11.2024	Ип Кучеренко Ф Н	0,4	0,100	0,700	0,070
11	20.2200.10.20	13.02.2020	12.02.2021	11.02.2025	Общество С Ограниченной Ответственностью "Турнепс	0,4	0,050	0,700	0,035
12	20.2200.808.19	18.04.2019	15.06.2020	16.04.2024	Ооо "Газпромнефть-Центр"	0,4	0,035	0,700	0,025
13	20.2200.284.19	05.02.2019	30.09.2021	04.02.2024	Комитет По Энергоресурсам И Газификации Города	0,4	0,015	0,700	0,011

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
					Барнаула				
14	20.2200.273.20	10.03.2020	08.09.2020	09.03.2025	Акционерное Общество "Национальная Башенная Компания	0,4	0,012	0,700	0,008
15	20.2200.4091.19	19.11.2019	19.05.2020	17.11.2024	Ооо "Т2 Мобайл	0,4	0,005	0,700	0,004
16	20.2200.657.15	06.06.2015	30.06.2019	05.06.2021	Кутулудский Андрей Степанович	10,0	0,650	0,200	0,130
17	20.2200.1938.17	08.06.2017	08.06.2018	07.06.2021	Шурутов А.В., Ип	10,0	0,500	0,200	0,100
18	20.2200.1160.18	16.04.2018	01.07.2019	15.04.2022	Каркавин Денис Александрович	10,0	0,250	0,200	0,050
19	20.2200.3018.19	16.09.2019	15.09.2020	15.09.2022	Управление Единого Заказчика В Сфере Капитального Строительства Города Барнаула	0,4	0,222	0,200	0,044
20	20.2200.169.18	06.02.2018	01.06.2020	05.02.2023	Ооо "Алтайскан"	10,0	0,150	0,200	0,030
21	20.2200.1177.19	01.10.2019	31.03.2020	29.09.2024	Кку "Угочс И Пб В Алтайском Крае"	0,4	0,150	0,200	0,030
22	20.2200.203.19	31.01.2019	02.06.2019	30.01.2022	Ооо "Алтайагропромкомплект"	10,0	0,150	0,200	0,030
23	20.2200.1798.19	23.07.2019	22.07.2020	21.07.2024	Общество С Ограниченной Ответственностью "Строительная Компания Стройпанорама	0,4	0,149	0,200	0,030
24	20.2200.1801.19	06.06.2019	05.06.2020	04.06.2024	Общество С Ограниченной Ответственностью "Алтайметстрой	0,4	0,149	0,200	0,030
25	20.2200.1799.19	14.06.2019	13.06.2020	12.06.2024	Общество С Ограниченной Ответственностью "Промплощадка	0,4	0,149	0,200	0,030
26	20.2200.3524.19	15.11.2019	15.05.2020	13.11.2024	Ооо "Ас Инвесть	0,4	0,149	0,200	0,030
27	20.2200.1144.19	26.04.2019	25.10.2019	24.04.2024	Ооо "Смк Виск"	10,0	0,145	0,200	0,029
28	20.2200.2918.18	02.08.2018	15.06.2020	01.08.2023	Ооо "Промплощадка"	0,4	0,135	0,200	0,027

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	20.2200.1166.18	26.04.2018	30.05.2020	25.04.2023	Стаут, Зао	10,0	0,100	0,200	0,020
30	20.2200.3635.18	18.10.2018	18.04.2019	17.10.2023	Ооо "Компания Кайдзен"	0,4	0,100	0,200	0,020
31	20.2200.4748.19	25.12.2019	24.12.2020	24.12.2022	Мальцева Юлия Петровна	0,4	0,090	0,200	0,018
32	20.2200.3504.18	06.09.2018	06.01.2019	05.09.2023	Ип Фаллер Э Р	10,0	0,080	0,200	0,016
33	20.2200.4688.19	24.12.2019	23.12.2020	23.12.2022	Босов Василий Николаевич	0,4	0,075	0,200	0,015
34	20.2200.1846.18	05.07.2018	30.08.2020	04.07.2021	Конев Александр Владимирович	0,4	0,063	0,200	0,013
35	20.2200.327.18	01.03.2018	30.08.2018	28.02.2023	Ао Сз "Бкс" Ао Сз "Барнаулкапстрой"	0,4	0,062	0,200	0,012
36	20.2200.256.20	16.03.2020	16.07.2020	16.03.2023	Общество С Ограниченной Ответственностью "Барнаултех"	10,0	0,060	0,200	0,012
37	20.2200.3704.17	08.09.2017	09.03.2020	07.09.2022	Ооо "Березка"	0,4	0,050	0,200	0,010
38	20.22.2022.12	20.06.2012	31.12.2013	20.06.2021	Ооо "Система Строй"	0,4	0,050	0,200	0,010
39	20.22.374.12	17.02.2012	31.12.2013	16.02.2021	Ооо "Семья"	10,0	0,050	0,200	0,010
40	20.2200.484.19	06.03.2019	05.03.2020	05.03.2022	Конобейцева Мария Павловна	0,4	0,050	0,200	0,010
41	20.2200.3324.19	21.10.2019	20.10.2020	19.10.2024	Общество С Ограниченной Ответственностью "Гсм"	0,4	0,030	0,200	0,006
42	20.2200.269.20	18.02.2020	19.06.2020	17.02.2023	Баранов Александр Владимирович	0,4	0,020	0,200	0,004
43	20.2200.70.14	15.01.2014	15.07.2020	15.01.2021	Остапенко Наталья Олеговна	0,4	0,015	0,200	0,003
44	20.2200.972.18	03.04.2018	02.10.2020	02.04.2023	Токбаев Дамир Сембаевич	0,4	0,015	0,200	0,003
45	20.2200.4775.18	19.02.2019	30.06.2020	18.02.2024	Черемисин Вячеслав Александрович	0,4	0,015	0,200	0,003

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
46	20.2200.403.19	18.02.2019	19.08.2020	17.02.2024	Пупаева Валентина Алексеевна	0,4	0,015	0,200	0,003
47	20.2200.402.19	18.02.2019	19.08.2020	17.02.2024	Пупаева Валентина Алексеевна	0,4	0,015	0,200	0,003
48	20.2200.404.19	18.02.2019	19.08.2020	17.02.2024	Пупаева Валентина Алексеевна	0,4	0,015	0,200	0,003
49	20.2200.401.19	18.02.2019	19.08.2020	17.02.2024	Пупаева Валентина Алексеевна	0,4	0,015	0,200	0,003
50	20.2200.2148.19	23.07.2019	21.01.2020	21.07.2024	Абрамов Сергей Алексеевич	0,4	0,015	0,200	0,003
51	20.2200.2269.19	01.07.2019	31.10.2020	29.06.2024	Юманов Евгений Петрович	0,4	0,015	0,200	0,003
52	20.2200.3694.19	21.10.2019	20.02.2020	19.10.2024	Кондратьев Георгий Сергеевич	0,4	0,015	0,200	0,003
53	20.2200.3840.19	28.10.2019	27.02.2020	26.10.2024	Евтушенко Зоя Ивановна	0,4	0,015	0,200	0,003
54	20.2200.3871.19	14.11.2019	15.03.2020	12.11.2024	Поклонова Елена Викторовна	0,4	0,015	0,200	0,003
55	20.2200.4021.19	09.12.2019	08.06.2020	07.12.2024	Полторыхин Игорь Владимирович	0,4	0,015	0,200	0,003
56	20.2200.4356.19	24.12.2019	24.04.2020	22.12.2024	Сабиржанов Тимур Габдылхакович	0,4	0,015	0,200	0,003
57	20.2200.63.20	30.01.2020	31.05.2020	28.01.2025	Серов Евгений Олегович	0,4	0,015	0,200	0,003
58	20.2200.452.20	26.02.2020	27.06.2020	24.02.2025	Моор Татьяна Владимировна	0,4	0,015	0,200	0,003
59	20.2200.530.20	05.03.2020	05.07.2020	04.03.2025	Кирьянова Елена Ивановна	0,4	0,015	0,200	0,003
60	20.2200.719.20	19.03.2020	19.07.2020	18.03.2025	Копылова Лилия Карловна	0,4	0,015	0,200	0,003
61	20.2200.747.20	23.03.2020	23.07.2020	22.03.2025	Караблина Любовь Викторовна	0,4	0,015	0,200	0,003
62	20.2200.3098.17	20.07.2017	18.06.2020	19.07.2022	Замороко Андрей Александрович	0,4	0,015	0,200	0,003

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
63	20.2200.765.18	19.03.2018	17.09.2020	18.03.2023	Скорых Алексей Леонидович	0,4	0,015	0,200	0,003
64	20.2200.2083.18	04.06.2018	01.06.2020	03.06.2023	Буралев Андрей Михайлович	0,4	0,015	0,200	0,003
65	20.2200.3144.18	03.08.2018	01.02.2020	02.08.2023	Захаров Валерий Анатольевич	0,4	0,015	0,200	0,003
66	20.2200.1536.19	28.06.2019	27.12.2020	26.06.2024	Ао "Пбк"	0,4	0,015	0,200	0,003
67	20.2200.2182.19	26.06.2019	25.12.2020	24.06.2024	Родионов Евгений Вячеславович	0,4	0,015	0,200	0,003
68	20.2200.2742.19	05.09.2019	15.05.2020	03.09.2024	Королева Юлия Сергеевна	0,4	0,015	0,200	0,003
69	20.2200.2869.19	29.11.2019	29.05.2020	27.11.2024	Годжаев Парвиз Осман Оглы	0,4	0,015	0,200	0,003
70	20.2200.2918.19	22.08.2019	22.12.2020	21.08.2024	Матвеева Нинэль Васильевна	0,4	0,015	0,200	0,003
71	20.2200.3457.19	02.10.2019	01.04.2020	30.09.2024	Поташов Александр Юрьевич	0,4	0,015	0,200	0,003
72	20.2200.3975.19	25.10.2019	24.02.2020	23.10.2024	Шергин Андрей Алексеевич	0,4	0,015	0,200	0,003
73	20.2200.4104.19	05.11.2019	06.03.2020	03.11.2024	Караблина Светлана Юрьевна	0,4	0,015	0,200	0,003
74	20.2200.4173.19	07.11.2019	08.03.2020	05.11.2024	Шергин Андрей Алексеевич	0,4	0,015	0,200	0,003
75	20.2200.4463.19	02.12.2019	02.04.2020	30.11.2024	Галиуллина Анастасия Вячеславовна	0,4	0,015	0,200	0,003
76	20.2200.278.20	10.02.2020	10.08.2020	08.02.2025	Анохин Николай Григорьевич	0,4	0,015	0,200	0,003
77	20.2200.543.20	12.03.2020	10.09.2020	11.03.2025	Хижин Николай Васильевич	0,4	0,015	0,200	0,003
78	20.2200.4101.17	22.09.2017	23.03.2018	21.09.2022	Фоменко Наталья Сергеевна	0,4	0,015	0,200	0,003
79	20.2200.1127.18	12.04.2018	15.04.2019	11.04.2023	Хасанова Марина Михайловна	0,4	0,015	0,200	0,003

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
80	20.2200.2674.18	30.07.2018	28.01.2019	29.07.2023	Сычев Сергей Михайлович	0,4	0,015	0,200	0,003
81	20.2200.3048.18	01.08.2018	01.12.2018	31.07.2023	Владимирова Наталья Владимировна	0,4	0,015	0,200	0,003
82	20.2200.3332.18	15.08.2018	15.12.2018	14.08.2023	Мажангулян Аранк Аргашесович	0,4	0,015	0,200	0,003
83	20.2200.3407.18	11.09.2018	12.03.2019	10.09.2023	Вострова Светлана Сергеевна	0,4	0,015	0,200	0,003
84	20.2200.3426.18	21.08.2018	21.12.2018	20.08.2023	Стародубова Екатерина Сергеевна	0,4	0,015	0,200	0,003
85	20.2200.4757.18	25.12.2018	30.06.2020	24.12.2023	Хорошилов Константин Викторович	0,4	0,015	0,200	0,003
86	20.2200.1608.19	27.05.2019	26.09.2019	25.05.2024	Медведев Алексей Валерьевич	0,4	0,015	0,200	0,003
87	20.2200.1693.19	28.06.2019	27.12.2019	26.06.2024	Ао "Пбк"	0,4	0,015	0,200	0,003
88	20.2200.2658.19	27.08.2019	25.02.2020	25.08.2024	Сысоева Екатерина Николаевна	0,4	0,015	0,200	0,003
89	20.2200.3295.19	13.09.2019	13.03.2020	11.09.2024	Москвичева Светлана Владимировна	0,4	0,015	0,200	0,003
90	20.2200.3999.19	05.11.2019	05.05.2020	03.11.2024	Галинский Сергей Владимирович	0,4	0,015	0,200	0,003
91	20.2200.336.20	12.02.2020	13.06.2020	10.02.2025	Дачное Некоммерческое Товарищество Поселок "Молодежный"	0,4	0,015	0,200	0,003
92	20.2200.616.20	12.03.2020	12.07.2020	11.03.2025	Толчев Станислав Сергеевич	0,4	0,015	0,200	0,003
93	20.2200.967.16	12.04.2016	11.10.2016	11.04.2021	Ооо "Крук"	10,0	0,015	0,200	0,003
94	20.2200.3714.19	22.10.2019	21.02.2020	20.10.2024	Труфанов Александр Анатольевич	0,4	0,015	0,200	0,003
95	20.2200.4291.19	22.11.2019	22.05.2020	20.11.2024	Гилев Евгений Алексеевич	0,4	0,015	0,200	0,003
96	20.2200.4485.19	27.12.2019	26.06.2020	25.12.2024	Публичное Акционерное Общество "Мегафон"	0,4	0,015	0,200	0,003

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
97	20.2200.454.20	10.03.2020	10.07.2020	09.03.2025	Зотова Татьяна Владимировна	0,4	0,015	0,200	0,003
98	20.2200.2653.19	06.09.2019	06.08.2020	04.09.2024	Мамезерова Елена Викторовна	0,4	0,014	0,200	0,003
99	20.2200.3190.19	18.09.2019	18.03.2020	16.09.2024	Бирюкова Ульяна Игоревна	0,4	0,014	0,200	0,003
100	20.2200.3959.19	23.10.2019	22.02.2020	21.10.2024	Канарская Ирина Михайловна	0,4	0,014	0,200	0,003
101	20.2200.380.20	26.02.2020	26.08.2020	24.02.2025	Кондарева Надежда Романовна	0,4	0,014	0,200	0,003
102	20.2200.386.20	26.02.2020	26.08.2020	24.02.2025	Колпакова Светлана Викторовна	0,4	0,014	0,200	0,003
103	20.2200.2392.19	07.08.2019	25.12.2020	05.08.2024	Кушнина Светлана Александровна	0,4	0,014	0,200	0,003
104	20.2200.3240.19	20.09.2019	20.01.2020	18.09.2024	Цой Татьяна Николаевна	0,4	0,014	0,200	0,003
105	20.2200.3987.19	12.11.2019	12.05.2020	10.11.2024	Васенина Людмила Федоровна	0,4	0,014	0,200	0,003
106	20.2200.4442.19	09.12.2019	09.04.2020	07.12.2024	Савиных Сергей Алексеевич	0,4	0,014	0,200	0,003
107	20.2200.2553.19	13.08.2019	13.12.2020	11.08.2024	Нестерова Анастасия Николаевна	0,4	0,012	0,200	0,002
108	20.2200.527.20	05.03.2020	03.09.2020	04.03.2025	Мирзоев Анар Рамиг Оглы	0,4	0,012	0,200	0,002
109	20.2200.351.20	25.02.2020	25.08.2020	23.02.2025	Белорукова Ольга Ивановна	0,4	0,012	0,200	0,002
110	20.2200.3873.16	23.08.2016	21.02.2020	22.08.2021	Келлер Оксана Анатольевна	0,4	0,011	0,200	0,002
111	20.2200.3373.19	04.10.2019	03.02.2020	02.10.2024	Ревенко Данил Васильевич	0,4	0,011	0,200	0,002
112	20.2200.5381.15	05.02.2016	05.08.2020	03.02.2021	Черных Александр Николаевич	0,4	0,010	0,200	0,002
113	20.2200.1762.16	14.06.2016	13.12.2020	13.06.2021	Трофимов Виталий Владимирович	0,4	0,010	0,200	0,002

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114	20.2200.3821.17	06.10.2017	05.02.2020	05.10.2022	Бобров Валерий Олегович	0,4	0,010	0,200	0,002
115	20.2200.5074.17	21.12.2017	22.04.2020	20.12.2022	Симонова Наталья Ивановна	0,4	0,010	0,200	0,002
116	20.2200.278.19	22.02.2019	23.08.2020	21.02.2024	Семухин Евгений Борисович	0,4	0,010	0,200	0,002
117	20.2200.277.19	30.01.2019	31.07.2020	29.01.2024	Балабанов Алексей Иванович	0,4	0,010	0,200	0,002
118	20.2200.1558.19	15.05.2019	14.09.2020	13.05.2024	Поздняков Евгений Анатольевич	0,4	0,010	0,200	0,002
119	20.2200.2449.19	22.07.2019	21.11.2020	20.07.2024	Казаковцев Семен Михайлович	0,4	0,010	0,200	0,002
120	20.2200.1498.16	30.06.2016	30.06.2020	29.06.2021	Ушакова Ольга Вячеславовна	0,4	0,010	0,200	0,002
121	20.2200.3851.17	18.09.2017	19.04.2020	17.09.2022	Булгаков Александр Борисович	0,4	0,010	0,200	0,002
122	20.2200.3853.17	18.09.2017	19.05.2020	17.09.2022	Ушакова Ольга Вячеславовна	0,4	0,010	0,200	0,002
123	20.2200.2487.19	04.09.2019	04.03.2020	02.09.2024	Лицеванова Наталья Валерьевна	0,4	0,010	0,200	0,002
124	20.2200.771.15	17.03.2015	16.03.2016	16.03.2023	Радина Елена Александровна	0,4	0,010	0,200	0,002
125	20.2200.3100.18	07.08.2018	07.12.2018	06.08.2023	Саморуков Анатолий Александрович	0,4	0,010	0,200	0,002
126	20.2200.3097.18	07.08.2018	07.12.2018	06.08.2023	Саморуков Анатолий Александрович	0,4	0,010	0,200	0,002
127	20.2200.2248.19	23.10.2019	22.04.2020	21.10.2024	Манакон Евгений Викторович	0,4	0,010	0,200	0,002
128	20.2200.2935.19	15.08.2019	15.12.2019	13.08.2024	Звягинцева Татьяна Анатольевна	0,4	0,010	0,200	0,002
129	20.2200.2934.19	15.08.2019	15.12.2019	13.08.2024	Звягинцева Татьяна Анатольевна	0,4	0,010	0,200	0,002
130	20.2200.643.20	17.03.2020	17.07.2020	16.03.2025	Дорохин Роман Николаевич	0,4	0,010	0,200	0,002

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
131	20.2200.1825.18	17.07.2018	16.11.2020	16.07.2023	Тимошенко Станислав Алексеевич	0,4	0,008	0,200	0,002
132	20.2200.713.19	12.04.2019	12.08.2020	10.04.2024	Шевелев Виталий Владимирович	0,4	0,008	0,200	0,002
133	20.2200.4688.16	21.10.2016	20.02.2017	20.10.2021	Максименко Ольга Ивановна	0,4	0,008	0,200	0,002
134	20.2200.1297.16	12.04.2016	12.08.2016	11.04.2021	Азизов Валерий Владимирович	0,4	0,008	0,200	0,002
135	20.2200.4491.19	25.12.2019	24.06.2020	23.12.2024	Публичное Акционерное Общество "Мегафон	0,4	0,008	0,200	0,002
136	20.2200.505.20	02.03.2020	02.07.2020	01.03.2025	Урвачев Сергей Андреевич	0,4	0,007	0,200	0,001
137	20.2200.465.20	04.03.2020	04.07.2020	03.03.2025	Табачикова Любовь Михайловна	0,4	0,007	0,200	0,001
138	20.2200.4673.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
139	20.2200.4681.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
140	20.2200.4690.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
141	20.2200.4692.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
142	20.2200.4678.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
143	20.2200.4674.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
144	20.2200.4676.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
145	20.2200.4693.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
146	20.2200.4684.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
147	20.2200.4685.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
148	20.2200.4695.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
149	20.2200.4734.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Видеркер Дмитрий Викторович	0,2	0,007	0,200	0,001
150	20.2200.2434.16	10.06.2016	10.10.2016	09.06.2021	Мурашов Александр Викторович	0,4	0,006	0,200	0,001
151	20.22.1347.12	05.05.2012	31.12.2020	31.12.2020	Беломестнова Ирина Геннадьевна	0,4	0,005	0,200	0,001
152	20.22.2120.09	06.10.2009	31.12.2020	31.12.2020	Пугатов Алексей Владимирович	0,4	0,005	0,200	0,001
153	20.2200.1047.16	29.04.2016	29.08.2020	28.04.2021	Евтюнин Владислав Михайлович	0,4	0,005	0,200	0,001
154	20.2200.4684.16	12.10.2016	12.04.2020	11.10.2021	Извеков Максим Анатольевич	0,4	0,005	0,200	0,001
155	20.2200.2453.17	15.06.2017	15.10.2020	14.06.2022	Худяков Сергей Владимирович	0,4	0,005	0,200	0,001
156	20.2200.290.19	30.01.2019	31.07.2020	29.01.2024	Балабанова Зинаида Николаевна	0,4	0,005	0,200	0,001
157	20.2200.3671.19	24.10.2019	23.04.2020	22.10.2024	Колыбин Евгений Валерьевич	0,4	0,005	0,200	0,001
158	20.2200.190.20	20.02.2020	21.06.2020	18.02.2025	Кондрашова Римма Степановна	0,4	0,005	0,200	0,001
159	20.2200.82.20	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025	Майер Владимир Владимирович	0,4	0,005	0,200	0,001
160	20.2200.144.20	22.01.2020	23.05.2020	20.01.2025	Майер Владимир Романович	0,4	0,005	0,200	0,001
161	20.2200.5249.15	24.11.2015	25.03.2016	25.05.2021	Володина Ольга Анатольевна	0,2	0,005	0,200	0,001
162	20.2200.4510.19	16.12.2019	15.06.2020	14.12.2024	Суржиков Никита Борисович	0,4	0,004	0,200	0,001
163	20.2200.2843.18	31.07.2018	30.11.2020	30.07.2023	Шулятьев Максим Валерьевич	0,4	0,004	0,200	0,001
164	20.2200.3281.19	18.10.2019	17.04.2020	16.10.2024	Запорожец Елена Геннадьевна	0,4	0,003	0,200	0,001

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
165	20.2200.2675.18	05.07.2018	04.11.2020	04.07.2023	Бабаев Намизал Аббасали Оглы	0,4	0,003	0,200	0,001
166	20.2200.559.20	12.03.2020	12.07.2020	11.03.2025	Магдик Алла Анатольевна	0,4	0,003	0,200	0,001
167	20.2200.4725.19	11.02.2020	12.06.2020	09.02.2025	Пучинина Лариса Петровна	0,4	0,002	0,200	0,000
168	20.2200.127.15	20.01.2015	22.05.2015	22.05.2021	Кривов Евгений Александрович	0,4	0,002	0,200	0,000
169	20.2200.83.20	17.01.2020	18.05.2020	15.01.2025	Лачков Дмитрий Олегович	0,4	0,002	0,200	0,000
170	20.2200.724.20	22.03.2020	22.07.2020	21.03.2025	Кокорев Дмитрий Владимирович	0,4	0,002	0,200	0,000
171	20.2200.3336.18	13.08.2018	13.12.2018	13.08.2021	Абдуллоев Зиёдулло Ахмаджонович	0,4	0,001	0,200	0,000
172	20.2200.935.18	27.03.2018	25.09.2020	27.03.2023	Говоркова Ирина Викторовна	0,4	0,000	0,200	0,000

* - Срок действия договоров ТП ограничен фактическим выполнением сторонами обязательств по договору, т.е. фактически являются бессрочными. В графе «Дата окончания договора» приведён срок действия ТУ. В случае истечения срока действия ТУ по договору ТП, такие ТУ могут быть продлены.

Приложение А

Таблица 1

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Зимний максимум 2022 года										
			Нормальный режим	Отключение одной ВЛ 110 кВ									
				ТК-1	БВ-13	ДН-86	ЕС-131	БЗ-165	БМ-86	ПЧ-3	СП-189	Сиб.монета -А.долина	Сиб.монета -Манжерок
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	119,4	119,4	119,5	119,4	119,5	119,4	119,4	119,4	119,3	119,5	119,5
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-24,6	-	-26,3	-27,1	-25,2	-26,9	-28,4	-28,2	-29,7	-5,3	-29,6
		I (А)	122	-	130	133	124	133	139	139	146	28	146
		I _{дд} /I _{ад} (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-29,7	-37,2	-31	-31,6	-30,1	-31,5	-32,6	-37,2	-40,1	-33,6	-5,3
		I (А)	145	184	152	154	147	154	159	182	198	165	28
I _{дд} /I _{ад} (А)		503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	118,7	118,6	118,8	118,7	118,8	118,7	118,7	118,6	118,6	118,7	118,7
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-16,2	-17,8	-	-7,7	-23,9	-16,9	-17,4	-17,2	-17,7	-17,7	-17,7
		I (А)	84	92	-	58	116	88	90	89	92	92	92
		I _{дд} /I _{ад} (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-36,5	-42,4	-38,7	-39,5	-37,2	-	-31,6	-40,6	-42,4	-42,2	-42,1
		I (А)	180	208	191	193	183	-	157	199	208	207	207
		I _{дд} /I _{ад} (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-37,1	-43	-39,3	-40,1	-37,8	-67,4	-32,2	-41,2	-43	-42,8	-42,8
		I (А)	183	211	194	196	186	333	160	202	211	210	210
I _{дд} /I _{ад} (А)		600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	116,9	116,7	116,9	116,9	117	116,9	116,9	117,1	117,3	116,9	116,7
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-37,5	-41,1	-38,4	-38,7	-37,9	-38,6	-39,3	-18,1	-	-40	-44,1
		I (А)	185	203	190	191	187	191	194	93	-	197	218

Таблица 2

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Зимний максимум 2022 года									
			Отключение двух ВЛ 110 кВ									
			БВ-13 и СП-189	ДН-86 и СП-189	БЗ-165 и СП-189	БМ-85 и СП-189	БЗ-165 и БЗ-166	БЗ-165 и Сиб.Монета-А.Долина	СП-189 и ТК-1	ТК-1 и ТК-2	ТК-1 и Сиб.монета-А.Долина	Сиб.монета-А.Долина и Сиб.монета-Манжерок
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	119,3	119,2	119,3	119,2	119,1	119,4	119,1	119,3	119,4	119,4
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-31,6	-32,9	-32,5	-35,2	-50,4	-5,3	-	-	-	-5,3
		I (А)	157	162	160	174	255	28	-	-	-	28
		Идл/Иад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-41,8	-42,9	-42,6	-45	-50,1	-36,3	-48,9	-	-35,8	-5,3
		I (А)	208	212	211	223	250	178	246	-	177	28
Идл/Иад (А)		503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	118,6	118,5	118,5	118,5	118,6	118,9	118,3	118,4	118,6	118,5
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-	-7,5	-18,6	-19,6	-25,6	-18,8	-20,1	-21,1	-17,9	-20
		I (А)	-	58	96	100	130	97	104	108	93	103
		Идл/Иад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-45	-46,3	-	-36	-	-	-51,2	-54,6	-43,1	-50,7
		I (А)	222	227	-	179	-	-	253	269	212	250
		Идл/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-45,6	-46,9	-78,7	-36,7	-	-79,3	-51,8	-55,2	-43,7	-51,3
		I (А)	225	230	388	182	-	391	256	272	215	253
Идл/Иад (А)		600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	117,3	117,3	117,3	117,2	116,2	116,8	117,1	116,3	116,7	116,5
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-	-	-	-	-50,9	-41,6	-	-50,3	-40,9	-48,6
		I (А)	-	-	-	-	253	206	-	250	202	241
		Идл/Иад (А)	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-15,1	-15,1	-15,1	-15,1	-5,3	-5,3	-15,1	-5,3	-5,3	-5,3
		I (А)	76	76	76	76	26	26	76	26	26	26

Таблица 3

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Зимний минимум 2022 года											
			Нормальный режим	Отключение одной ВЛ 110 кВ										
				ТК-1	БВ-13	ДН-86	ЕС-131	БЗ-165	БМ-86	ПЧ-3	СП-189	Сиб.монета -А.долина	Сиб.монета -Манжерок	
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	119,8	119,7	119,8	119,7	119,8	119,8	119,7	119,7	119,7	119,8	119,8	
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-17,5	-	-19	-18,7	-17,5	-18,9	-19,6	-19,7	-20,6	-3,7	-21	
		I (А)	85	-	92	90	85	92	95	95	100	19	102	
		Идд/Лад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-21,1	-26,5	-22,4	-22,1	-21,2	-22,2	-22,8	-26,1	-27,9	-23,9	-3,7	
		I (А)	102	128	108	106	102	107	110	125	134	115	19	
Идд/Лад (А)		503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503		
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	119,1	119	119,1	119	119,1	119,1	119	119	119	119,1	119,1	
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-14,9	-16	-	-10,8	-15,5	-15,3	-15,5	-15,5	-15,7	-15,9	-15,9	
		I (А)	73	78	-	57	76	75	76	76	77	78	78	
		Идд/Лад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-22,3	-26,4	-24,2	-23,7	-22,4	-	-19,5	-24,8	-25,8	-26,3	-26,3	
		I (А)	110	129	119	116	110	-	98	121	126	129	128	
		Идд/Лад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-22,7	-26,8	-24,7	-24,1	-22,8	-41,3	-19,9	-25,2	-26,2	-26,7	-26,7	
		I (А)	112	131	121	118	112	203	100	123	128	131	130	
Идд/Лад (А)		600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600		
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	118,2	118	118,1	118,1	118,2	118,1	118,1	118	118,2	118,1	118	
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-23,2	-25,7	-23,9	-23,7	-23,2	-23,9	-24,2	-11	-	-24,9	-27,9	
		I (А)	114	126	118	117	114	117	119	59	-	122	137	
		Идд/Лад (А)	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-14,5	-8,4	-8,4
		I (А)	42	42	42	42	42	42	42	42	42	74	42	42

Таблица 4

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Зимний минимум 2022 года									
			Отключение двух ВЛ 110 кВ									
			БВ-13 и СП-189	ДН-86 и СП-189	БЗ-165 и СП-189	БМ-85 и СП-189	БЗ-165 и БЗ-166	БЗ-165 и Сиб.Монета-А.Долина	СП-189 и ТК-1	ТК-1 и ТК-2	ТК-1 и Сиб.монета-А.Долина	Сиб.монета-А.Долина и Сиб.монета-Манжерок
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	119,7	119,7	119,7	119,6	119,8	119,8	119,6	119,7	119,7	119,8
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-22,4	-22,1	-22,4	-23,9	-33,7	-3,7	-	-	-	-3,7
		I (А)	108	107	108	115	163	19	-	-	-	19
		Iдд/Iад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-29,5	-29,3	-29,4	-30,8	-33,9	-25,6	-34,3	-	-25,5	-3,7
		I (А)	142	141	142	148	163	123	166	-	123	19
Iдд/Iад (А)		503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	119	119	119	119	119,2	119,1	118,9	119	119	119
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-	-10,7	-16,3	-16,8	-20,5	-16,6	-17,4	-18,3	-16,1	-17,6
		I (А)	-	56	80	82	100	81	85	89	79	86
		Iдд/Iад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-28	-27,7	-	-22,2	-	-	-31,9	-35,1	-26,9	-32,3
		I (А)	137	135	-	110	-	-	155	171	132	158
		Iдд/Iад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-28,5	-28,1	-48	-22,6	-	-49,4	-32,3	-35,6	-27,3	-32,8
		I (А)	139	137	235	112	-	242	157	173	134	160
Iдд/Iад (А)		600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	118,2	118,1	118,2	118,1	118	118,1	118,1	117,9	118	118
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-	-	-	-	-31,2	-25,9	-	-32,3	-25,5	-31,1
		I (А)	-	-	-	-	153	127	-	159	125	153
		Iдд/Iад (А)	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-14,5	-14,5	-14,5	-14,5	-8,4	-8,4	-14,5	-8,4	-8,4	-8,4
		I (А)	74	74	74	74	42	42	74	42	42	42

Таблица 5

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Летний максимум 2022 года										
			Нормальный режим	Отключение одной ВЛ 110 кВ									
				ТК-1	БВ-13	ДН-86	ЕС-131	БЗ-165	БМ-86	ПЧ-3	СП-189	Сиб.монета -А.долина	Сиб.монета -Манжерок
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	121	120,9	120,9	121	120,9	121	121	120,9	120,9	121	121
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-18,5	-	-21,1	-18,9	-17,9	-19,9	-20,9	-21	-22	-3,9	-22,1
		I (А)	90	-	102	92	87	96	101	101	106	20	107
		Идд/Иад (А)	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-21,6	-27,4	-23,6	-21,9	-21,1	-22,7	-23,5	-27,1	-29,1	-24,5	-3,9
		I (А)	103	132	113	105	101	109	112	129	139	117	20
		Идд/Иад (А)	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	120	120	120	119,9	119,9	120	120	119,9	119,9	120	120
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-25,1	-26,2	-	-23,3	-17,8	-25,5	-25,9	-25,8	-26,1	-26,2	-26,2
		I (А)	120	126	-	112	87	123	124	124	125	126	126
		Идд/Иад (А)	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-22,9	-27,1	-26,1	-23,5	-22,3	-	-19,7	-25,7	-26,9	-27,1	-26,9
		I (А)	112	132	127	115	109	-	98	125	131	132	131
		Идд/Иад (А)	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-23,3	-27,5	-26,5	-23,8	-22,6	-42,3	-20,1	-26,1	-27,3	-27,5	-27,3
		I (А)	114	134	129	117	111	207	100	126	132	134	133
Идд/Иад (А)		573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	119,3	119,1	119,2	119,2	119,2	119,2	119,2	119,2	119,4	119,2	119,1
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-22,9	-25,6	-24,1	-23,1	-22,5	-23,6	-24	-9,1	-	-24,7	-27,6
		I (А)	111	124	117	113	110	115	117	49	-	120	137
		Идд/Иад (А)	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-8,2	-8,2	-8,2	-8,2	-8,2	-8,2	-8,2	-8,2	-11,7	-8,2	-8,2
		I (А)	41	41	41	41	41	41	41	41	60	41	41

Таблица 6

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Летний максимум 2022 года										
			Отключение двух ВЛ 110 кВ										
			БВ-13 и СП-189	ДН-86 и СП-189	БЗ-165 и СП-189	БМ-85 и СП-189	БЗ-165 и БЗ-166	БЗ-165 и Сиб.Монета-А.Долина	СП-189 и ТК-1	ТК-1 и ТК-2	ТК-1 и Сиб.монета-А.Долина	Сиб.монета-А.Долина и Сиб.монета-Манжерок	
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	120,9	120,9	120,9	120,9	121	121	120,9	120,9	120,9	121	
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-24,9	-22,9	-23,8	-25,7	-35,1	-3,9	-	-	-	-3,9	
		I (А)	120	110	115	123	169	20	-	-	-	20	
		Идл/Иад (А)	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-31,7	-29,9	-30,7	-32,4	-34,7	-26,2	-36,2	-	-	-26,1	-3,9
		I (А)	152	143	147	155	166	126	174	-	126	20	
		Идл/Иад (А)	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	119,9	119,9	119,9	119,9	120,2	120	119,8	119,9	119,9	120	
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-	-23,2	-26,7	-27,3	-30,9	-26,9	-27,8	-28,6	-26,4	-27,9	
		I (А)	-	112	128	131	148	129	134	138	127	134	
		Идл/Иад (А)	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-30,5	-27,9	-	-22,7	-	-	-33,3	-36,1	-27,7	-33,3	
		I (А)	148	135	-	112	-	-	161	175	135	162	
		Идл/Иад (А)	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-30,9	-28,3	-49,9	-23,1	-	-50,9	-33,7	-36,4	-28,1	-33,7	
		I (А)	150	137	243	113	-	249	163	177	137	163	
		Идл/Иад (А)	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	119,3	119,4	119,4	119,4	119,2	119,2	119,3	119	119,1	119,1	
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-	-	-	-	-31,1	-25,7	-	-32,4	-25,3	-31	
		I (А)	-	-	-	-	152	125	-	158	123	151	
		Идл/Иад (А)	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-11,7	-11,7	-11,7	-11,7	-8,2	-8,2	-11,7	-8,2	-8,2	-8,2	
		I (А)	60	60	60	60	41	41	60	41	41	41	

Таблица 7

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Летний минимум 2022 года											
			Нормальный режим	Отключение одной ВЛ 110 кВ										
				ТК-1	БВ-13	ДН-86	ЕС-131	БЗ-165	БМ-86	ПЧ-3	СП-189	Сиб.монета -А.долина	Сиб.монета -Манжерок	
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	121,6	121	121,5	121,6	121,5	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-12,4	-	-14,5	-12	-11,5	-13,1	-13,4	-13,4	-13,8	-2,5	-14,6	
		I (А)	59	-	69	57	55	62	64	64	66	12	70	
		Идд/Иад (А)	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-13,9	-17,9	-15,6	-13,6	-13,2	-14,4	-14,7	-16,2	-17,1	-15,9	-2,5	
		I (А)	65	85	73	64	63	68	69	76	80	75	12	
		Идд/Иад (А)	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	120,7	120,6	120,6	120,7	120,6	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-20,3	-21	-	-21,4	-9,4	-20,5	-20,6	-20,6	-20,7	-21,1	-21	
		I (А)	98	102	-	103	45	99	100	100	100	102	102	
		Идд/Иад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-11,4	-14,1	-14	-10,9	-10,4	-	-10	-12,5	-13	-14,2	-13,9	
		I (А)	55	68	68	54	51	-	51	60	63	69	67	
		Идд/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-11,6	-14,2	-14,2	-11,1	-10,6	-21	-10,2	-12,6	-13,2	-14,4	-14,1	
		I (А)	56	69	69	54	52	103	52	61	64	70	68	
		Идд/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	120,6	120,5	120,5	120,6	120,5	120,6	120,6	120,4	120,5	120,6	120,5	
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-10	-11,8	-11	-9,8	-9,5	-10,4	-10,5	-4,4	-	-11,2	-13	
		I (А)	49	58	54	49	47	51	52	26	-	55	64	
		Идд/Иад (А)	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-8,6	-6,8	-6,8
		I (А)	34	34	34	34	34	34	34	34	34	45	34	34

Таблица 8

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Летний минимум 2022 года										
			Отключение двух ВЛ 110 кВ										
			БВ-13 и СП-189	ДН-86 и СП-189	БЗ-165 и СП-189	БМ-85 и СП-189	БЗ-165 и БЗ-166	БЗ-165 и Сиб.Монета-А.Долина	СП-189 и ТК-1	ТК-1 и ТК-2	ТК-1 и Сиб.монета-А.Долина	Сиб.монета-А.Долина и Сиб.монета-Манжерок	
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	121,5	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	121,5	121,5	121,5	121,6
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-16,2	-13,6	-14,7	-15,4	-20,3	-2,5	-	-	-	-	-2,5
		I (А)	77	64	70	73	98	12	-	-	-	-	12
		Идл/Иад (А)	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-19,2	-16,8	-17,9	-18,5	-20,2	-16,7	-21,8	-	-	-16,8	-2,5
		I (А)	91	79	84	87	96	79	104	-	80	12	
		Идл/Иад (А)	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	120,5	120,6	120,6	120,6	120,7	120,6	120,5	120,5	120,6	120,6	
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-	-21,3	-21	-21,2	-23,2	-21,4	-21,7	-22,6	-21,2	-22,1	
		I (А)	-	103	102	103	112	104	105	109	102	107	
		Идл/Иад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-15,9	-12,7	-	-11,2	-	-	-16,8	-19,8	-14,6	-18	
		I (А)	76	61	-	56	-	-	81	95	71	88	
		Идл/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-16,1	-12,9	-24,1	-11,4	-	-26,6	-17	-20	-14,8	-18,2	
		I (А)	77	62	117	57	-	130	82	96	72	89	
Идл/Иад (А)		600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600		
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	120,4	120,5	120,5	120,5	120,5	120,5	120,4	120,3	120,4	120,4	
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-	-	-	-	-14,1	-11,8	-	-16,3	-11,7	-15,3	
		I (А)	-	-	-	-	68	58	-	79	57	74	
		Идл/Иад (А)	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-6,8	-6,8	-8,6	-6,8	-6,8	-6,8	
		I (А)	45	45	45	45	34	34	45	34	34	34	

	КБ-117	I /Доп (А)	47/300	90/300	109/300	79/300	0/300	41/300	137/300	0/300	121/300	82/300	
		P (МВт)	13,1	17,1	22,1	12,4	12,4	11,6	24,6	6,4	0	15,5	
		Q(МВАР)	-0,2	0,3	1,9	0,5	0,5	-1,4	-1,7	1,1	0	-4,4	
	КБ-118	I /Доп (А)	69/300	95/300	119/300	65/300	65/300	62/300	137/300	33/300	0/300	88/300	
		P (МВт)	13,1	17,1	22,1	12,4	12,4	11,6	24,6	6,4	0	15,5	
		Q(МВАР)	-0,2	0,3	1,9	0,5	0,5	-1,4	-1,7	1,1	0	-4,4	
	КК-114	I /Доп (А)	69/300	95/300	119/300	65/300	65/300	62/300	137/300	33/300	0/300	88/300	
		P (МВт)	2,3	8,1	6,0	2	2,0	2,4	10	-1,0	12,9	8,1	
		Q(МВАР)	0,7	3,2	2,1	1,1	1,1	1,1	1,9	1,0	-2,9	0,8	
	ПС 110 кВ Благовещенс кая	СШ110 кВ	U (кВ)	112,2	105,9	110,3	112,1	112,1	111,0	106,7	113,2	113,8	106,9
			P (МВт)	-13,5	-17,5	-22,6	-12,7	-12,7	-12	-25,1	-6,7	0	-15,9
		КБ-117	Q(МВАР)	0,5	-0,1	-1,9	-0,2	-0,2	1,7	1,5	-0,7	0	4,6
I /Доп (А)			71/300	97/300	121/300	67/300	67/300	65/300	139/300	35/300	0/300	92/300	
P (МВт)			-13,5	-17,5	-22,6	-12,7	-12,7	-12	-25,1	-6,7	0	-15,9	
КБ-118		Q(МВАР)	0,5	-0,1	-1,9	-0,2	-0,2	1,7	1,5	-0,7	0	4,6	
		I /Доп (А)	71/300	97/300	121/300	67/300	67/300	65/300	139/300	35/300	0/300	92/300	
		P (МВт)	15,4	25,9	18,5	15,1	15,1	16,5	25,6	12,8	10,5	26,4	
БЛ-123		Q(МВАР)	-3,6	-0,6	-2,5	-3,2	-3,2	-2,4	-1,5	-3,4	-2,9	-2,4	
		I /Доп (А)	83/300	141/300	99/300	81/300	81/300	88/300	139/300	70/300	57/300	144/300	
		P (МВт)	18,1	29,6	21,4	17,8	17,8	19,2	29,3	15,2	12,7	30,2	
БЗ-124		Q(МВАР)	-5,1	-0,3	-3,4	-4,7	-4,7	-3,6	-1,3	-5,1	-4,7	-2,1	
	I /Доп (А)	92/300	155/300	110/300	91/300	91/300	98/300	152/300	78/300	65/300	157/300		
	P (МВт)	1,4	-17,3	12,9	0,5	0,5	-4,7	0	-5,9	-9,1	-22,1		
БС-127	Q(МВАР)	7,6	-0,2	9,9	7,8	7,8	1,4	0	9,2	8,9	-5,1		
	I /Доп (А)	34/300	95/300	82/300	35/300	35/300	24/300	0/300	51/300	61/300	124/300		
	P (МВт)	1,2	6,3	2,0	1,1	1,1	1,9	5,5	0,1	-5,4	6,8		
БР-144	Q(МВАР)	-1,7	1,4	-0,6	-1,4	-1,4	-0,7	0,9	-1,9	-0,8	0,4		
	I /Доп (А)	17/300	34/300	14/300	16/300	16/300	15/300	30/300	17/300	30/300	37/300		

		Q(МВАР)	-0,4	-0,6	-2,6	-2,2	-2,2	07	-0,3	0	0,3	0,5
		I /Доп (А)	29/300	48/300	60/300	53/300	53/300	27/300	74/300	0/300	5/300	38/300
	КБ-117	P (МВт)	8,3	10,3	12,8	7,7	7,7	8,0	14,9	3,7	0	8,7
		Q(МВАР)	0,6	0,2	2,4	1,1	1,1	-0,7	-0,1	0,4	0	-1,0
		I /Доп (А)	41/300	53/300	66/300	39/300	39/300	41/300	77/300	18/300	0/300	46/300
	КБ-118	P (МВт)	8,3	10,3	12,8	7,7	7,7	8,0	14,9	3,7	0	8,7
		Q(МВАР)	0,6	0,2	2,4	1,1	1,1	-0,7	-0,1	0,4	0	-1,0
		I /Доп (А)	41/300	53/300	66/300	39/300	39/300	41/300	77/300	18/300	0/300	46/300
	КК-114	P (МВт)	2,0	4,7	3,8	1,8	1,8	1,9	5,7	-0,1	8,5	4,3
		Q(МВАР)	1,8	3,1	2,6	2,2	2,2	2,2	3,0	1,6	1,6	3,3
		I /Доп (А)	11/300	27/300	22/300	12/300	12/300	12/300	32/300	4/300	44/300	26/300
	ПС 110 кВ Благовещенск ая	СШ110 кВ	U (кВ)	115,9	113,1	115,3	115,7	115,7	115,1	113,3	116,6	116,6
P (МВт)			-8,6	-10,7	-13,2	-8,1	-8,1	-8,3	-15,2	-4,0	0	-9,1
КБ-117		Q(МВАР)	-0,2	0,2	-2,0	-0,7	-0,7	1,1	0,4	0,1	0	1,4
		I /Доп (А)	44/300	56/300	67/300	41/300	41/300	44/300	79/300	22/300	0/300	49/300
		P (МВт)	-8,6	-10,7	-13,2	-8,1	-8,1	-8,3	-15,2	-4,0	0	-9,1
КБ-118		Q(МВАР)	-0,2	0,2	-2,0	-0,7	-0,7	1,1	0,4	0,1	0	1,4
		I /Доп (А)	44/300	56/300	67/300	41/300	41/300	44/300	79/300	22/300	0/300	49/300
		P (МВт)	11,1	16,1	1,27	10,9	10,9	11,2	15,7	9,5	7,9	16,1
БЛ-123		Q(МВАР)	-3,3	-1,1	-2,9	-3,0	-3,0	-2,0	-1,1	-3,5	-2,5	-0,3
		I /Доп (А)	60/300	83/300	67/300	59/300	59/300	59/300	81/300	53/300	44/300	83/300
		P (МВт)	12,8	18,2	14,5	12,6	12,6	12,9	17,8	11,1	9,4	18,2
БЗ-124		Q(МВАР)	-5,3	-2,6	-4,7	-5,0	-5,0	-3,9	-2,6	-5,6	-4,7	-1,7
		I /Доп (А)	64/300	91/300	72/300	63/300	63/300	64/300	89/300	56/300	47/300	91/300
		P (МВт)	-2,3	10,7	3,5	-2,9	-2,9	-3,1	0	-7,6	-8,7	-14,2
БС-127		Q(МВАР)	7,1	-0,1	9,8	7,1	7,1	0,7	0	6,9	7,5	-4,8
		I /Доп (А)	32/300	55/300	47/300	33/300	33/300	16/300	0/300	47/300	54/300	79/300
		P (МВт)	0,4	2,7	0,7	0,4	0,4	0,5	2,1	-0,1	-3,7	2,9
БР-144		Q(МВАР)	-1,9	-0,2	-1,6	-1,7	-1,7	-0,9	-0,1	-2,2	-1,2	0,4
		I /Доп (А)	17/300	16/300	16/300	16/300	16/300	13/300	13/300	19/300	23/300	16/300

Таблица 11

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Летний максимум 2022 года									
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)					Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)			
				УК-15	ОХ-32	КС-115	КС-116	ХР-29	УК-15, БС-127	КС-115, КС-116	КБ-117, КБ-118	УК-15, СГ-119
ПС 110 кВ Хабарская	СШ110 кВ	U (кВ)	117,1	105,0	118,8	116,7	116,7	117,1	103,8	116,3	116,2	103,8
		P (МВт)	19,5	-3,3	11,9	20,4	20,4	18,4	-3,3	22,2	23,0	-3,3
	ХК-196	Q(МВАР)	13,3	-2,5	9,4	14,1	14,1	11,1	-2,5	15,0	15,0	-2,5
		I /Доп (А)	114/300	25/300	71/300	120/300	120/300	103/300	25/300	131/300	134/300	25/300
		P (МВт)	-2,3	9,6	-9,7	-1,4	-1,4	0	-2,1	3,2	4,0	13,1
	ХР-29	Q(МВАР)	-3,9	4,4	-7,7	-4,0	-4,0	0	0,2	-2,7	-3,4	7,8
		I /Доп (А)	29/249	55/249	65/249	28/249	28/249	0/249	13/249	26/249	31/249	82/249
		P (МВт)	-14,9	-4,2	0	-16,6	-16,6	-16,1	7,5	-23,0	-24,5	-7,7
	ОХ-32	Q(МВАР)	-8,2	-1,0	0	-9,0	-9,0	-9,9	3,2	-10,9	-10,2	-4,4
I /Доп (А)		83/300	23/300	0/300	93/300	93/300	92/300	46/300	127/300	133/300	48/300	
U (кВ)		112,2	105,0	107,5	111,2	111,2	112,0	108,4	108,7	108,5	110,0	
ПС 110 кВ Славгородская	СШ110 кВ	P (МВт)	6,5	-3,6	-7,5	8,1	8,1	7,5	-15,6	14,2	15,7	0
		Q(МВАР)	3,6	-2,8	-4,5	4,3	4,3	5,2	-7,6	5,7	4,9	0
	СГ-119	I /Доп (А)	36/300	28/300	49/300	46/300	46/300	45/300	94/300	80/300	86/300	0/300
		P (МВт)	4,0	8,7	10,8	0	6,3	3,5	15,1	0	-0,8	7,3
		Q(МВАР)	1,3	4,1	5,0	0	1,8	0,5	-1,8	0	0,4	-2,4
	КС-115	I /Доп (А)	21/300	52/300	63/300	0/300	33/300	18/300	81/300	0/300	4/300	41/300
		P (МВт)	4,0	8,7	10,8	6,3	0	3,5	15,1	0	-0,8	7,3
		Q(МВАР)	1,3	4,1	5,0	1,8	0	0,5	-1,8	0	0,4	-2,4
	КС-116	I /Доп (А)	21/300	52/300	63/300	33/300	0/300	18/300	81/300	0/300	4/300	41/300
P (МВт)		-8,4	-13,0	-15,2	0	-15,0	7,8	-19,6	0	-3,4	-11,6	
Q(МВАР)		-0,6	-3,5	-4,6	0	-2,6	-0,3	1,9	0	0,5	3,1	
ПС 110 кВ Кулунда	СШ110 кВ	I /Доп (А)	43/300	74/300	85/300	0/300	79/300	40/300	103/300	0/300	18/300	62/300
		P (МВт)	-8,4	-13,0	-15,2	-15,0	0	7,8	-19,6	0	-3,4	-11,6
	КС-115	Q(МВАР)	-0,6	-3,5	-4,6	-2,6	0	-0,3	1,9	0	0,5	3,1
		P (МВт)	-8,4	-13,0	-15,2	-15,0	0	7,8	-19,6	0	-3,4	-11,6
	КС-116	Q(МВАР)	-0,6	-3,5	-4,6	-2,6	0	-0,3	1,9	0	0,5	3,1

	КБ-117	I /Доп (А)	43/300	74/300	85/300	79/300	0/300	40/300	103/300	0/300	18/300	62/300
		P (МВт)	8,1	10,9	13,8	7,4	7,4	7,5	16,7	1,6	0	9,5
		Q(МВАР)	1,8	3,0	4,9	2,3	2,3	0,7	-0,7	1,2	0	-2,0
	КБ-118	I /Доп (А)	42/300	60/300	75/300	38/300	38/300	39/300	88/300	8/300	0/300	52/300
		P (МВт)	8,1	10,9	13,8	7,4	7,4	7,5	16,7	1,6	0	9,5
		Q(МВАР)	1,8	3,0	4,9	2,3	2,3	0,7	-0,7	1,2	0	-2,0
	КК-114	I /Доп (А)	42/300	60/300	75/300	38/300	38/300	39/300	88/300	8/300	0/300	52/300
		P (МВт)	7,6	11,0	9,7	7,3	7,3	7,6	12,7	4,0	13,7	11,1
		Q(МВАР)	0,5	3,6	2,2	0,9	0,9	0,9	0,3	0,5	1,8	0,7
ПС 110 кВ Благовещенс кая	СШ110 кВ	U (кВ)	114,4	109,4	113,0	114,2	114,2	113,6	111,8	115,5	115,2	110,9
	КБ-117	P (МВт)	-8,4	-11,2	-14,2	-7,7	-7,7	-7,9	-17,1	-1,9	0	-9,9
		Q(МВАР)	-1,2	-2,6	-4,5	-1,7	-1,7	-0,2	1,0	-0,6	0	2,5
		I /Доп (А)	43/300	60/300	75/300	39/300	39/300	41/300	90/300	11/300	0/300	56/300
	КБ-118	P (МВт)	-8,4	-11,2	-14,2	-7,7	-7,7	-7,9	-17,1	-1,9	0	-9,9
		Q(МВАР)	-1,2	-2,6	-4,5	-1,7	-1,7	-0,2	1,0	-0,6	0	2,5
		I /Доп (А)	43/300	60/300	75/300	39/300	39/300	41/300	90/300	11/300	0/300	56/300
	БЛ-123	P (МВт)	8,9	15,9	10,9	8,6	8,6	9,3	15,9	6,0	5,7	16,3
		Q(МВАР)	0,4	4,5	1,6	0,7	0,7	1,5	1,3	0,3	0,9	2,2
		I /Доп (А)	45/300	86/300	55/300	44/300	44/300	47/300	82/300	31/300	29/300	85/300
	БЗ-124	P (МВт)	10,3	17,8	12,4	10,0	10,0	10,7	17,8	7,2	6,9	18,2
		Q(МВАР)	-1,7	3,4	-0,2	-1,3	-1,3	-0,5	-0,1	-1,9	-1,3	0,9
		I /Доп (А)	51/300	96/300	113/300	50/300	50/300	55/300	90/300	36/300	35/300	94/300
	БС-127	P (МВт)	-0,7	-12,6	6,5	-1,5	-1,5	-2,9	0	-6,2	-7,0	-16,5
		Q(МВАР)	7,1	-2,2	10,3	7,1	7,1	1,7	0	5,8	6,5	-6,3
		I /Доп (А)	30/300	69/300	58/300	31/300	31/300	15/300	0/300	39/300	44/300	94/300
	БР-144	P (МВт)	7,5	10,4	7,8	7,4	7,4	7,7	10,0	5,8	3,5	10,8
		Q(МВАР)	-2,5	0,7	-1,5	-2,2	-2,2	-1,6	-1,4	-2,3	-2,1	-0,7
I /Доп (А)		43/300	55/300	43/300	42/300	42/300	42/300	54/300	35/300	25/300	57/300	

Таблица 12

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Летний минимум 2022 года									
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)					Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)			
				УК-15	ОХ-32	КС-115	КС-116	ХР-29	УК-15, БС-127	КС-115, КС-116	КБ-117, КБ-118	УК-15, СГ-119
ПС 110 кВ Хабарская	СШ110 кВ	U (кВ)	120,6	114,1	121,7	120,3	120,3	120,9	109,6	120,1	120,1	111,6
		P (МВт)	10,6	-2,4	6,4	10,8	10,8	9,9	-2,3	11,5	12,9	-2,3
	ХК-196	Q(МВА)	8,3	-1,5	5,9	9,3	9,3	7,3	-1,4	9,9	9,2	-1,4
		I /Доп	62/300	17/300	39/300	66/300	66/300	56/300	16/300	70/300	74/300	16/300
		P (МВт)	-1,3	5,6	-5,2	-0,9	-0,9	0	-1,3	0,9	3,1	7,7
	ХР-29	Q(МВА)	-2,0	3,1	-4,2	-2,0	-2,0	0	0	-0,9	-3,1	6,6
		I /Доп	18/278	30/278	37/278	18/278	18/278	0/278	10/278	12/278	27/278	48/278
		P (МВт)	-8,1	-2,1	0	-8,7	-8,7	-8,7	4,8	-11,1	-14,7	-4,2
	ОХ-32	Q(МВА)	-5,3	-0,8	0	-6,3	-6,3	6,3	2,1	-8,0	-5,0	-4,4
		I /Доп	45/300	11/300	0/300	50/300	50/300	49/300	29/300	64/300	74/300	29/300
U (кВ)		118,1	114,3	115,4	117,2	117,2	117,9	112,5	115,9	116,2	115,0	
ПС 110 кВ Славгородская	СШ110 кВ	P (МВт)	3,6	-2,2	-4,0	4,2	4,2	4,2	-9,1	6,6	10,1	0
		Q(МВА)	1,0	-3,0	-4,4	2,1	2,1	2,0	-6,0	3,8	0,6	0
	СГ-119	I /Доп	18/300	22/300	33/300	22/300	22/300	21/300	58/300	36/300	50/300	0/300
		P (МВт)	1,5	4,4	5,3	0	2,4	1,2	7,8	0	-1,8	3,3
		Q(МВА)	1,5	3,3	4,1	0	1,8	1,0	4,7	0	1,6	1,8
	КС-115	I /Доп	9/300	26/300	32/300	0/300	14/300	7/300	45/300	0/300	10/300	18/300
		P (МВт)	1,5	4,4	5,3	2,4	0	1,2	7,8	0	-1,8	3,3
		Q(МВА)	1,5	3,3	4,1	1,8	0	1,0	4,7	0	1,6	1,8
	КС-116	I /Доп	9/300	26/300	32/300	14/300	0/300	7/300	45/300	0/300	10/300	18/300
		U (кВ)	118,7	115,6	117,0	118,4	118,4	118,3	114,5	119,6	116,4	115,8
P (МВт)		-3,3	-6,1	-7,1	0	-5,9	-3,0	-9,5	0	0	-5,0	
ПС 110 кВ Кулунда	КС-115	Q(МВА)	-1,0	-2,7	-3,6	0	-3,2	-0,5	-4,2	0	-1,0	-1,3
		I /Доп	19/300	36/300	42/300	0/300	36/300	17/300	55/300	0/300	10/300	27/300
		P (МВт)	-3,3	-6,1	-7,1	-5,9	0	-3,0	-9,5	0	0	-5,0
	КС-116	Q(МВА)	-1,0	-2,7	-3,6	-3,2	0	-0,5	-4,2	0	-1,0	-1,3

	КБ-117	I /Доп	19/300	36/300	42/300	36/300	0/300	17/300	55/300	0/300	10/300	27/300	
		P (МВт)	5,7	7,3	8,8	5,4	5,4	5,4	10,4	3,1	0	6,4	
		Q(МВА)	0,1	0,9	2,1	0,5	0,5	-0,6	2,0	-0,7	0	-0,5	
	КБ-118	I /Доп	28/300	37/300	44/300	26/300	26/300	27/300	53/300	17/300	0/300	32/300	
		P (МВт)	5,7	7,3	8,8	5,4	5,4	5,4	10,4	3,1	0	6,4	
		Q(МВА)	0,1	0,9	2,1	0,5	0,5	-0,6	2,0	-0,7	0	-0,5	
	КК-114	I /Доп	28/300	37/300	44/300	26/300	26/300	27/300	53/300	17/300	0/300	32/300	
		P (МВт)	-1,8	0,4	-0,5	-1,9	-1,9	-1,8	1,1	-3,3	2,9	0,2	
		Q(МВА)	3,6	5,4	4,7	4,0	4,0	3,9	6,2	3,3	3,8	5,2	
	ПС 110 кВ Благовещенс кая	СШ110 кВ	I /Доп	16/300	23/300	19/300	18/300	18/300	17/300	28/300	20/300	21/300	22/300
		U (кВ)	119,1	116,5	118,3	118,9	118,9	118,5	116,1	119,5	119,0	116,2	
		КБ-117	P (МВт)	-5,8	-7,5	-8,9	-5,5	-5,5	-5,5	-10,6	-3,2	0	-6,5
Q(МВА)			0,5	-0,3	-1,5	0,1	0,1	1,2	-1,5	-1,3	0	1,1	
I /Доп			30/300	38/300	44/300	28/300	28/300	30/300	53/300	22/300	0/300	35/300	
КБ-118		P (МВт)	-5,8	-7,5	-8,9	-5,5	-5,5	-5,5	-10,6	-3,2	0	-6,5	
		Q(МВА)	0,5	-0,3	-1,5	0,1	0,1	1,2	-1,5	-1,3	0	1,1	
		I /Доп	30/300	38/300	44/300	28/300	28/300	30/300	53/300	22/300	0/300	35/300	
БЛ-123		P (МВт)	9,3	13,3	10,3	9,2	9,2	9,5	12,9	8,2	7,1	13,3	
		Q(МВА)	-3,3	-0,8	-2,5	-3,0	-3,0	-2,6	-0,1	-3,5	-2,1	-0,5	
		I /Доп	51/300	67/300	54/300	50/300	50/300	50/300	65/300	46/300	39/300	67/300	
БЗ-124		P (МВт)	10,4	14,6	11,4	10,2	10,2	10,6	14,2	9,2	8,0	14,6	
	Q(МВА)	-5,7	-2,8	-4,8	-5,3	-5,3	-4,8	-2,0	-5,9	-4,5	-2,4		
	I /Доп	52/300	71/300	56/300	51/300	51/300	52/300	70/300	46/300	39/300	72/300		
БС-127	P (МВт)	0,5	-7,4	3,4	-0,9	-0,9	-1,7	0	-2,6	-4,9	-9,6		
	Q(МВА)	-5,2	-0,4	7,2	5,1	5,1	1,6	0	4,0	6,1	-4,2		
	I /Доп	19/300	37/300	34/300	19/300	19/300	9/300	0/300	18/300	33/300	54/300		
БР-144	P (МВт)	3,7	-1,8	-3,5	-3,7	-3,7	-3,5	-2,2	-4,4	-6,5	-1,6		
	Q(МВА)	-0,9	2,7	1,4	1,1	1,1	1,4	3,2	0,8	1,9	3,0		
	I /Доп	18/300	10/300	17/300	18/300	18/300	17/300	14/300	22/300	31/300	11/300		

Таблица 13

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Зимний максимум 2022 года								
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)				Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)			
				Власиха - Ковыльная	ВП-52	АО-155	КА-421	АО-155, КА-421	Власиха-Ковыльная, ВП-52	Власиха-Ковыльная, ВП-52, с применением схемно-режимных мероприятий	
ПС 220 кВ Власиха	СШ110 кВ	U (кВ)	117,0	117,0	117,0	117,0	116,9	116,9	117,2	117,2	
		P (МВт)	-49,9	0	-70,6	-51,2	-39,2	-38,3	0	0	
	Власиха - Ковыльная	Q(МВАР)	-8,8	0	-12,6	-8,6	-13,0	-14,4	0	0	
		I /Ддоп (А)	250/400	0/400	354/400	256/400	204/400	203/400	0/400	0/400	
		ВП-52	P (МВт)	-38,8	-66,5	0	-39,8	-29,7	-29,0	0	0
			Q(МВАР)	-4,7	-13,7	0	-4,5	-8,3	-9,4	0	0
I /Ддоп (А)	193/330	335/330	0/330	198/330	153/330	151/330	0/330	0/330			
	0/330										
ПС 110 кВ Ковыльная	СШ110 кВ	U (кВ)	116,5	100,3	116,2	116,4	116,4	116,3	74,1	90,2	
		P (МВт)	49,9	0	70,6	51,2	39,2	38,3	0	0	
	Власиха - Ковыльная	Q(МВАР)	8,8	0	12,6	8,6	13,0	14,4	0	0	
		I /Ддоп (А)	250/400	0/400	354/400	256/400	204/400	203/400	0/400	0/400	
		Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	-36,7	11,9	-57,2	-37,9	-25,9	-25,1	10,6	11,3
	Q(МВАР)		-1,4	5,8	-4,9	-1,2	-5,8	-7,2	5,4	5,5	
	I /Ддоп (А)		182/400	75/400	285/400	188/400	133/400	131/400	91/400	80/400	
	ПС 110 кВ Топчихинская	СШ110 кВ	U (кВ)	111,7	104,8	108,8	111,7	111,6	111,2	80,8	95,1
P (МВт)			25,1	50,4	-2,8	26,1	16,5	15,8	-2,4	-2,6	
ТП-28		Q(МВАР)	-0,9	2,8	-1,0	-1,2	3,6	4,8	-0,9	-0,9	
		I /Ддоп (А)	128/330	269/330	15/330	133/330	88/330	87/330	17/330	16/330	
		Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	31,2	-16,5	47,2	32,4	20,8	20,0	-17,8	-15,7
Q(МВАР)			-1,3	-7,2	-1,1	-1,7	3,8	5,2	-8,4	-7,1	
I /Ддоп (А)			158/400	99/400	243/400	164/400	109/400	107/400	145/400	105/400	
ТА-182		P (МВт)	-22,1	-10,6	-16,0	-23,2	-12,8	-12,1	15,2	14,5	
		Q(МВАР)	3,0	5,1	3,5	3,5	-2,4	-3,7	6,7	5,3	
		I /Ддоп (А)	115/300	63/300	86/300	121/300	68/300	67/300	118/300	93/300	
ТА-51	P (МВт)	-23,1	-11,7	-17,0	-24,2	-13,9	-13,2	14,1	13,3		
	Q(МВАР)	3,0	5,0	3,5	3,4	-2,4	-3,7	6,4	5,2		

		I /Доп (А)	120/300	70/300	92/300	126/300	73/300	71/300	111/300	86/300
ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	110,3	104,8	108,0	110,3	119,9	109,4	84,5	97,8
		P (МВт)	21,1	9,8	15,0	22,1	12,0	11,2	-16,2	-15,4
	ТА-182	Q(МВАР)	-3,1	-4,9	-3,4	-3,5	2,6	3,9	-7,0	-5,4
		I /Доп (А)	110/300	58/300	81/300	116/300	65/300	64/300	122/300	96/300
		P (МВт)	20,5	9,4	14,6	21,6	11,5	10,8	-16,3	-15,6
	ТА-51	Q(МВАР)	-3,3	-5,1	-3,6	-3,8	2,3	3,6	-7,2	-5,6
		I /Доп (А)	107/300	57/300	79/300	113/300	62/300	61/300	124/300	98/300
		P (МВт)	-22,5	-7,6	-14,5	-21,2	0	0	27,8	27,3
	КА-421	Q(МВАР)	15,9	18,9	16,7	15,6	0	0	24,2	25,4
		I /Доп (А)	142/300	109/300	116/300	136/300	0/300	0/300	250/300	218/300
		P (МВт)	3,3	10,0	6,9	0	-1,3	0	24,5	24,5
	АО-155	Q(МВАР)	-1,4	-1,7	-2,1	0	2,7	0	-2,3	-7,2
		I /Доп (А)	22/300	57/300	41/300	0/300	11/300	0/300	168/300	152/300

		I /Ддоп (А)	95/300	57/300	73/300	107/300	45/300	45/300	70/300
ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	112,8	109,0	111,0	112,6	112,6	112,6	97,7
		P (МВт)	17,2	8,8	12,5	19,4	7,1	7,1	-12,2
	ТА-182	Q(МВАР)	-2,8	-4,0	-3,1	-3,8	2,6	2,6	-4,6
		I /Ддоп (А)	88/300	49/300	66/300	100/300	40/300	40/300	77/300
		P (МВт)	16,7	8,4	12,1	18,9	6,7	6,7	-12,3
	ТА-51	Q(МВАР)	-3,6	-4,7	-3,8	-4,5	1,8	1,8	-5,2
		I /Ддоп (А)	86/300	49/300	64/300	98/300	37/300	37/300	79/300
		P (МВт)	-25,1	-13,7	-18,7	-22,4	0	0	15,4
	КА-421	Q(МВАР)	15,5	17,6	16,2	14,9	0	0	20,9
		I /Ддоп (А)	149/300	115/300	127/300	136/300	0/300	0/300	151/300
		P (МВт)	7,0	11,9	9,8	0	1,9	0	23,7
	АО-155	Q(МВАР)	-2,6	-3,2	-3,3	0	1,7	0	-5,4
		I /Ддоп (А)	41/300	67/300	56/300	0/300	10/300	0/300	145/300
P (МВт)		7,0	11,9	9,8	0	1,9	0	23,7	

Таблица 15

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Летний максимум 2022 года							
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)				Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)		
				Власиха - Ковыльная	ВП-52	АО-155	КА-421	АО-155, КА-421	Власиха-Ковыльная, ВП-52	
ПС 220 кВ Власиха	СШ110 кВ	U (кВ)	116,7	116,8	116,7	116,7	116,6	116,6	117,0	
		Власиха - Ковыльная	P (МВт)	-28,6	0	-36,7	-32,3	-24,7	-29,5	0
			Q(МВАР)	-9,0	0	-11,0	-7,8	-13,1	-12,6	0
	ВП-52	I /Доп (А)	149/400	0/400	190/400	164/400	139/400	159/400	0/400	
		P (МВт)	-18,0	-34,1	0	-21,1	-14,7	-18,8	0	
		Q(МВАР)	-4,0	-10,4	0	-3,0	-7,5	-7,1	0	
	I /Доп (А)	91/310	176/310	0/310	106/310	82/310	99/310	0/310		
ПС 110 кВ Ковыльная	СШ110 кВ	U (кВ)	116,4	104,8	116,3	116,4	116,2	116,2	92,5	
		Власиха - Ковыльная	P (МВт)	28,6	0	36,7	32,3	24,7	29,5	0
			Q(МВАР)	9,0	0	11,0	7,8	13,1	12,6	0
	Ковыльная - Топчихинская	I /Доп (А)	149/400	0/400	190/400	164/400	139/400	159/400	0/400	
		P (МВт)	-19,3	8,6	-27,4	-23,0	-15,4	-20,2	8,1	
		Q(МВАР)	-4,0	4,2	-5,9	-2,7	-8,1	-7,6	3,9	
	I /Доп (А)	99/400	52/400	140/400	115/400	88/400	108/400	55/400		
ПС 110 кВ Топчихинская	СШ110 кВ	U (кВ)	113,8	109,0	112,1	113,7	113,0	112,4	96,9	
		ТП-28	P (МВт)	11,1	26,5	-2,0	14,1	7,8	11,8	-1,9
			Q(МВАР)	1,0	5,9	-1,4	-0,2	4,6	4,0	-1,2
	Ковыльная - Топчихинская	I /Доп (А)	57/310	142/310	11/310	71/310	50/310	66/310	11/310	
		P (МВт)	11,9	-15,6	19,8	15,5	8,1	12,8	-14,6	
		Q(МВАР)	-0,4	-8,0	1,2	-1,8	3,9	3,2	-7,5	
	ТА-182	I /Доп (А)	60/400	92/400	101/400	78/400	49/400	69/400	98/400	
		P (МВт)	-8,3	-1,9	-5,5	-11,4	-4,7	-9,0	11,4	
		Q(МВАР)	-0,1	1,9	0,4	1,3	-4,1	-3,3	4,9	
	ТА-51	I /Доп (А)	42/300	12/300	29/300	58/300	35/300	51/300	73/300	
P (МВт)		-8,9	-2,7	-6,2	-12,1	-5,4	-9,7	10,6		
	Q(МВАР)	0	2,0	0,6	1,4	-3,9	-3,1	5,0		

		I /Доп (А)	45/300	17/300	32/300	62/300	34/300	52/300	70/300
ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	113,0	109,1	111,6	112,9	111,7	110,9	99,1
		P (МВт)	7,7	1,5	5,1	11,0	4,2	8,5	-11,9
	ТА-182	Q(МВАР)	0,4	-1,6	-0,1	-1,0	4,4	3,6	-4,9
		I /Доп (А)	40/300	9/300	27/300	56/300	35/300	50/300	74/300
		P (МВт)	7,5	1,3	4,8	10,7	4,0	8,2	-12,0
	ТА-51	Q(МВАР)	0,3	-1,7	-0,3	-1,2	4,2	3,4	-5,0
		I /Доп (А)	38/300	8/300	25/300	54/300	34/300	48/300	75/300
		P (МВт)	-8,4	-0,2	-4,9	-4,6	0	0	17,8
	КА-421	Q(МВАР)	11,0	13,9	11,9	9,5	0	0	19,4
		I /Доп (А)	68/300	70/300	63/300	51/300	0/300	0/300	151/300
		P (МВт)	10,2	13,9	11,8	0	8,6	0	21,8
	АО-155	Q(МВАР)	-4,5	-4,0	-4,5	0	-1,6	0	-3,0
I /Доп (А)		60/300	78/300	68/300	0/300	47/300	0/300	129/300	

Таблица 16

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Летний минимум 2022 года							
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)				Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)		
				Власиха - Ковыльная	ВП-52	АО-155	КА-421	АО-155, КА-421	Власиха-Ковыльная, ВП-52	
ПС 220 кВ Власиха	СШ110 кВ	U (кВ)	118,9	118,9	118,9	118,9	118,8	118,8	118,9	
		P (МВт)	-26,3	0	-35,8	-31,0	-13,9	-18,0	0	
	Власиха - Ковыльная	Q(МВАР)	-3,0	0	-3,4	-1,0	-8,0	-7,1	0	
		I /Доп (А)	128/400	0/400	175/400	151/400	78/400	94/400	0/400	
		ВП-52	P (МВт)	-18,5	-33,3	0	-22,5	-8,1	-11,6	0
			Q(МВАР)	0	-2,5	0	1,7	-4,3	-3,4	0
I /Доп (А)	90/330	162/330	0/330	110/330	78/330	59/330	0/330			
ПС 110 кВ Ковыльная	СШ110 кВ	U (кВ)	118,6	111,1	118,5	118,7	118,5	118,5	103,8	
		P (МВт)	26,3	0	35,8	31,0	13,9	18,0	0	
	Власиха - Ковыльная	Q(МВАР)	3,0	0	3,4	1,0	8,0	7,1	0	
		I /Доп (А)	128/400	0/400	175/400	151/400	78/400	94/400	0/400	
	Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	-20,4	5,6	-29,9	-25,1	-8,0	-12,2	5,3	
		Q(МВАР)	0,2	2,9	-0,1	2,3	-4,9	-3,9	2,6	
I /Доп (А)	99/400	31/400	146/400	122/400	48/400	63/400	32/400			
ПС 110 кВ Топчихинская	СШ110 кВ	U (кВ)	116,6	113,5	115,2	116,7	116,6	116,3	106,2	
		P (МВт)	14,2	28,4	-1,2	18,1	4,0	7,4	-1,2	
	ТП-28	Q(МВАР)	-1,6	-0,4	-1,3	-3,6	3,1	2,2	-1,2	
		I /Доп (А)	70/330	142/330	6/330	89/330	30/330	41/330	6/330	
		Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	16,6	-9,1	25,9	21,2	4,4	8,5	-8,7
	Q(МВАР)		-2,7	-4,8	-2,9	-5,0	2,8	1,7	-4,4	
	I /Доп (А)	82/400	50/400	128/400	105/400	31/400	45/400	51/400		
	ТА-182	P (МВт)	-13,1	-7,2	-9,9	-17,2	-2,0	-5,7	7,1	
		Q(МВАР)	2,3	3,1	2,4	4,7	-3,1	-2,0	2,8	
		I /Доп (А)	65/300	39/300	50/300	87/300	22/300	32/300	40/300	
	ТА-51	P (МВт)	-13,5	-7,6	-10,3	17,6	-2,4	-6,2	6,6	
		Q(МВАР)	2,3	3,1	2,4	-4,7	-3,0	-2,0	2,8	

		I /Доп (А)	68/300	42/300	53/300	90/300	19/300	32/300	39/300
ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	115,8	113,3	114,7	116,0	115,7	115,3	107,3
	ТА-182	P (МВт)	12,8	7,0	9,7	16,9	1,8	5,5	-7,3
		Q(МВАР)	-1,9	-2,6	-2,0	-4,4	3,6	2,5	-2,5
		I /Доп (А)	64/300	37/300	49/300	86/300	24/300	33/300	41/300
	ТА-51	P (МВт)	12,6	6,8	9,5	16,6	1,6	5,3	-7,4
		Q(МВАР)	-2,1	-2,8	-2,2	-4,5	3,4	2,3	-2,6
		I /Доп (А)	63/300	36/300	48/300	84/300	23/300	31/300	41/300
	КА-421	P (МВт)	-27,4	-19,3	-23,0	-22,5	0	0	1,1
		Q(МВАР)	16,2	17,7	16,6	-14,3	0	0	19,4
		I /Доп (А)	157/300	131/300	141/300	131/300	0/300	0/300	101/300
	АО-155	P (МВт)	12,9	16,2	14,7	0	7,5	0	24,0
		Q(МВАР)	-7,1	-7,5	-7,6	0	-2,1	0	-9,9
		I /Доп (А)	77/300	94/300	86/300	0/300	41/300	0/300	142/300

Таблица 17

Наименование объекта	Наименование двухцепных ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Зимний максимум 2022 года		
			Отключение одной ВЛ 110 кВ		Отключение двух ВЛ 110 кВ
			ТС-100	ТО-101	ТП-45, ТП-46
ПС 110 кВ Подгорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	115,4	115,4	113,5
	ТП-45	P (МВт)	30,5	35,4	0
		Q(МВАР)	27,4	27,2	0
		I /Доп (А)	204/ 600	223/ 600	0/ 600
	ТП-46	P (МВт)	26,2	31,2	0
		Q(МВАР)	25,6	25,5	0
		I /Доп (А)	183/ 600	201/ 600	0/ 600
	ОП-93	P (МВт)	14,2	9,2	42,3
		Q(МВАР)	-10,7	-10,5	15,7
		I /Доп (А)	89/ 600	70/ 600	229/ 600
	ОП-94	P (МВт)	14,2	9,2	42,3
		Q(МВАР)	-10,7	-10,5	15,7
I /Доп (А)		89/ 600	70/ 600	229/ 600	
Барнаульская ТЭЦ-3	Шины 110 кВ	U(кВ)	117,1	117,1	117,7
	ТП-45	P (МВт)	-42,8	-47,8	0
		Q(МВАР)	-30,8	-30,8	0
		I /Доп (А)	261/ 890	281/ 890	0/ 890
	ТП-46	P (МВт)	-44,9	-49,9	0
		Q(МВАР)	-31,8	-31,8	0
		I /Доп (А)	272/ 890	292/ 890	0/ 890
	ТТ-121	P (МВт)	-30,6	-23,9	-58,8
		Q(МВАР)	-40,9	-41,5	-54,8
		I /Доп (А)	252/ 890	236/ 890	396/ 890
	ТТ-122	P (МВт)	-23,1	-16,3	-51,3
		Q(МВАР)	-38,7	-39,3	-52,6
		I /Доп (А)	223/ 890	210/ 890	362/ 890

ПС 110 кВ Опорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	115,6	115,5	114,9
	ОП-93	P (МВт)	-50,2	-45,5	-78,7
		Q(МВАР)	-2,2	-2,2	-29,1
		I /Доп (А)	252/ 600	228/ 600	422/600
	ОП-94	P (МВт)	-50,2	-45,5	-78,7
		Q(МВАР)	-2,2	-2,2	-29,1
		I /Доп (А)	252/ 600	228/ 600	422/600
	ТО-101	P (МВт)	118,2	0	118,2
		Q(МВАР)	-1,3	0	24,9
		I /Доп (А)	590/ 600	0/ 600	609/ 600
	СО-102	P (МВт)	27,2	131,8	83,0
		Q(МВАР)	-2,1	-3,6	14,5
I /Доп (А)		136/ 600	658/ 600	423/ 600	
Барнаульская ТЭЦ-2	Шины 110 кВ	U(кВ)	115,9	116,0	115,5
	ТТ-121	P (МВт)	-33	-39,7	-4,9
		Q(МВАР)	13,6	14,0	27,2
		I /Доп (А)	177/ 890	210/ 890	138/890
	ТТ-122	P (МВт)	-30,9	-37,7	-2,8
		Q(МВАР)	14,2	14,7	27,8
		I /Доп (А)	169/ 890	201/ 890	140/890
	ТО-101	P (МВт)	-127,6	0	-123,5
		Q(МВАР)	-7,5	0	-29,7
		I /Доп (А)	637/ 600	0/ 600	635/ 600
	ТС-100	P (МВт)	0	-114,0	-60,5
		Q(МВАР)	0	-7,3	-18,7
I /Доп (А)		0/ 630	569/ 630	316/ 630	

Таблица 18

Наименование объекта	Наименование двухцепных ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Зимний минимум 2022 года		
			Отключение одной ВЛ 110 кВ		Отключение двух ВЛ 110 кВ
			ТС-100	ТО-101	ТП-45, ТП-46
ПС 110 кВ Подгорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	116,8	116,7	115,6
	ТП-45	P (МВт)	19,9	26,1	0
		Q(МВАР)	15,7	15,0	0
		I /Доп (А)	124/ 600	148/ 600	0/ 600
	ТП-46	P (МВт)	19,9	26,1	0
		Q(МВАР)	15,7	15,0	0
		I /Доп (А)	124/ 600	148/ 600	0/ 600
	ОП-93	P (МВт)	5,4	-0,8	25,2
		Q(МВАР)	-4,9	-4,2	10,7
		I /Доп (А)	36/ 600	22/ 600	136/ 600
	ОП-94	P (МВт)	5,4	-0,8	25,2
		Q(МВАР)	-4,9	-4,2	10,7
I /Доп (А)		36/ 600	22/ 600	136/ 600	
Барнаульская ТЭЦ-3	Шины 110 кВ	U(кВ)	117,9	117,9	118,1
	ТП-45	P (МВт)	-27,6	-33,8	0
		Q(МВАР)	-18,9	-18,4	0
		I /Доп (А)	165/ 890	189/ 890	0/ 890
	ТП-46	P (МВт)	-27,6	-33,8	0
		Q(МВАР)	-18,9	-18,4	0
		I /Доп (А)	165/ 890	189/ 890	0/ 890
	ТТ-121	P (МВт)	-9,0	-0,5	-28,3
		Q(МВАР)	-27,3	-28,4	-35,2
		I /Доп (А)	141/ 890	139/ 890	221/ 890
	ТТ-122	P (МВт)	-4,2	4,3	-23,5
		Q(МВАР)	-24,9	-26,1	-32,8

		I /доп (А)	123/ 890	129/ 890	198/ 890
ПС 110 кВ Опорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	116,9	116,8	116,4
	ОП-93	P (МВт)	-24,9	-18,7	-44,8
		Q(МВАР)	-3,7	-4,3	-19,5
		I /доп (А)	124/ 600	95/ 600	242/600
	ОП-94	P (МВт)	-24,9	-18,7	-44,8
		Q(МВАР)	-3,7	-4,3	-19,5
		I /доп (А)	124/ 600	95/ 600	242/600
	ТО-101	P (МВт)	151,9	0	129,9
		Q(МВАР)	-11,5	0	6,9
		I /доп (А)	752/ 600	0/ 600	645/ 600
	СО-102	P (МВт)	30,8	165,8	91,5
		Q(МВАР)	-6,0	-16,1	1,6
I /доп (А)		155/ 600	822/600	453/ 600	
Барнаульская ТЭЦ-2	Шины 110 кВ	U(кВ)	117,2	117,3	116,9
	ТТ-121	P (МВт)	-28,0	-36,5	-8,6
		Q(МВАР)	7,1	8,1	15,0
		I /доп (А)	142/ 890	184/ 890	85//890
	ТТ-122	P (МВт)	-26,6	-35,1	-7,3
		Q(МВАР)	7,7	8,8	15,7
		I /доп (А)	136/ 890	178/ 890	85//890
	ТО-101	P (МВт)	-156,5	0	-132,3
		Q(МВАР)	5,6	0	-10,1
		I /доп (А)	771/ 600	0/ 600	655/ 600
	ТС-100	P (МВт)	0	-139,5	-62,8
		Q(МВАР)	0	4,4	-8,9
I /доп (А)		0/ 630	687/ 630	313/ 630	

Таблица 19

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Летний максимум 2022 года												
			Нормальный режим	Отключение ВЛ (АТ)											
				ГЗ-142	ЮГ-153	ПО-141	ПД-71	ГЗ-142 и ГЗ-143	ПД-71 и СК-72	ПД-71 и СК-72*	ПО-141 и ЗС-31	ПО-141 и ЗС-31*	АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Горняк	РЮ-221 и РЮ-222	
ПС 110 кВ Дальняя	Шины 110	U (кВ)	119,4	119,1	114,5	119,9	118,4	118,3	122,1	123,5	120,4	121,4	119,4	101	
	ПД-71	P (МВт)	-15,5	-15,3	-5,2	-9,3	-	-15,5	-	-	-	-14,7	-16	-12,5	-34,1
		I (А)	93	95	35	54	-	114	-	-	-	75	78	79	198
		Iдл/Иал (А)	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300
	ДК-63	P (МВт)	17	16,7	6,6	10,7	1,4	17	1,4	1,4	1,4	16,1	17,4	14	35,9
		I (А)	101	103	38	62	8	121	8	8	8	82	86	87	204
Iдл/Иал (А)		300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	
ПС 110 кВ Курьинская	Шины 110	U (кВ)	118,9	118,3	116	119,6	118,2	116,6	121,9	123,3	121	122,4	118,7	106,5	
	ДК-63	P (МВт)	12,4	12,7	23,1	18,9	28,4	12,2	28,4	28,4	13,4	12,1	15,5	-7,6	
		I (А)	73	78	120	93	139	93	134	133	65	58	85	58	
		Iдл/Иал (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
	КК-27	P (МВт)	2,6	2,7	-0,1	-8,9	-1,7	2,6	-24,3	-24,6	-9	-8,1	3,6	9,1	
		I (А)	52	50	22	44	30	40	116	116	44	39	57	54	
		Iдл/Иал (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
	СК-72	P (МВт)	-10,9	-11,3	-18,7	-5,9	-22,2	10,8	-	-	-0,3	-0,3	-14,9	2,3	
		I (А)	56	57	115	29	121	59	-	-	7	7	78	72	
Iдл/Иал (А)		200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	
ПС 220 кВ Горняк	Шины 110	U (кВ)	118,5	118,4	118	118,9	118,2	118,9	118,8	119,2	118,6	119,1	118,1	113,5	
	ГЗ-143	P (МВт)	-2,4	-4,8	1	-4,6	2,5	-	-7,2	-6,5	-7,1	-6,3	-0,6	-8,1	
		I (А)	19	42	38	25	33	-	36	32	36	32	18	58	
		Iдл/Иал (А)	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480
	ГЗ-142	P (МВт)	-2,9	-	1,2	-5,7	3,1	-	-8,9	-8	-8,7	-7,8	-0,7	-10	
		I (А)	22	-	46	28	40	-	45	39	45	40	22	68	
Iдл/Иал (А)		400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	
ПС 110 кВ Змеиногорск	Шины 110	U (кВ)	117,7	116,6	116,5	118,2	117,2	112,8	117,7	118,3	117,4	118	117,3	110,9	
	ГЗ-143	P (МВт)	0	-0,2	-3,6	2,3	-5,2	-	5,1	4,6	4,9	4,4	-1,9	6,1	

ая	ГЗ-142	I (A)	21	36	49	17	46	-	29	26	30	27	27	55	
		Iдл/Iад (A)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
		P (МВт)	0,2	-	-3,7	2,8	-5,6	-	6	5,3	5,8	5,2	-1,9	7	
	ЗС-31	I (A)	23	-	53	19	50	-	33	29	34	31	28	61	
		Iдл/Iад (A)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	
		P (МВт)	10,4	10,9	18	5,6	21,4	10,4	-0,3	-0,3	-	-	14,4	-2,7	
	ПС 220 кВ Южная	Шины 110	U (кВ)	120,5	120,4	120,9	120,8	120,7	120,4	120,9	121,5	120,8	121,5	120,7	98,6
			P (МВт)	-1,3	-1,5	-	-5,5	12	-1,4	-12	-10,8	-1,8	0,4	-3,4	13,2
			I (A)	71	74	-	58	66	92	66	59	50	42	69	82
ЮГ-153		Iдл/Iад (A)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	
		Шины 110	U (кВ)	117,4	117,3	116,8	117,2	117,3	116,9	117,6	118	117,2	117,3	117,3	113,2
			P (МВт)	-12	-12,2	-8,9	-	-7,3	-11,9	13,8	15	-	-	-13,2	-18,7
I (A)			70	69	45	-	40	64	79	81	-	-	76	95	
ПС 110 кВ Петропавлов ская		ПО-141	Iдл/Iад (A)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240

* - для оценки риска превышения наибольшего рабочего напряжения рассмотрен режим летнего дневного минимума нагрузок.

ТОМ II

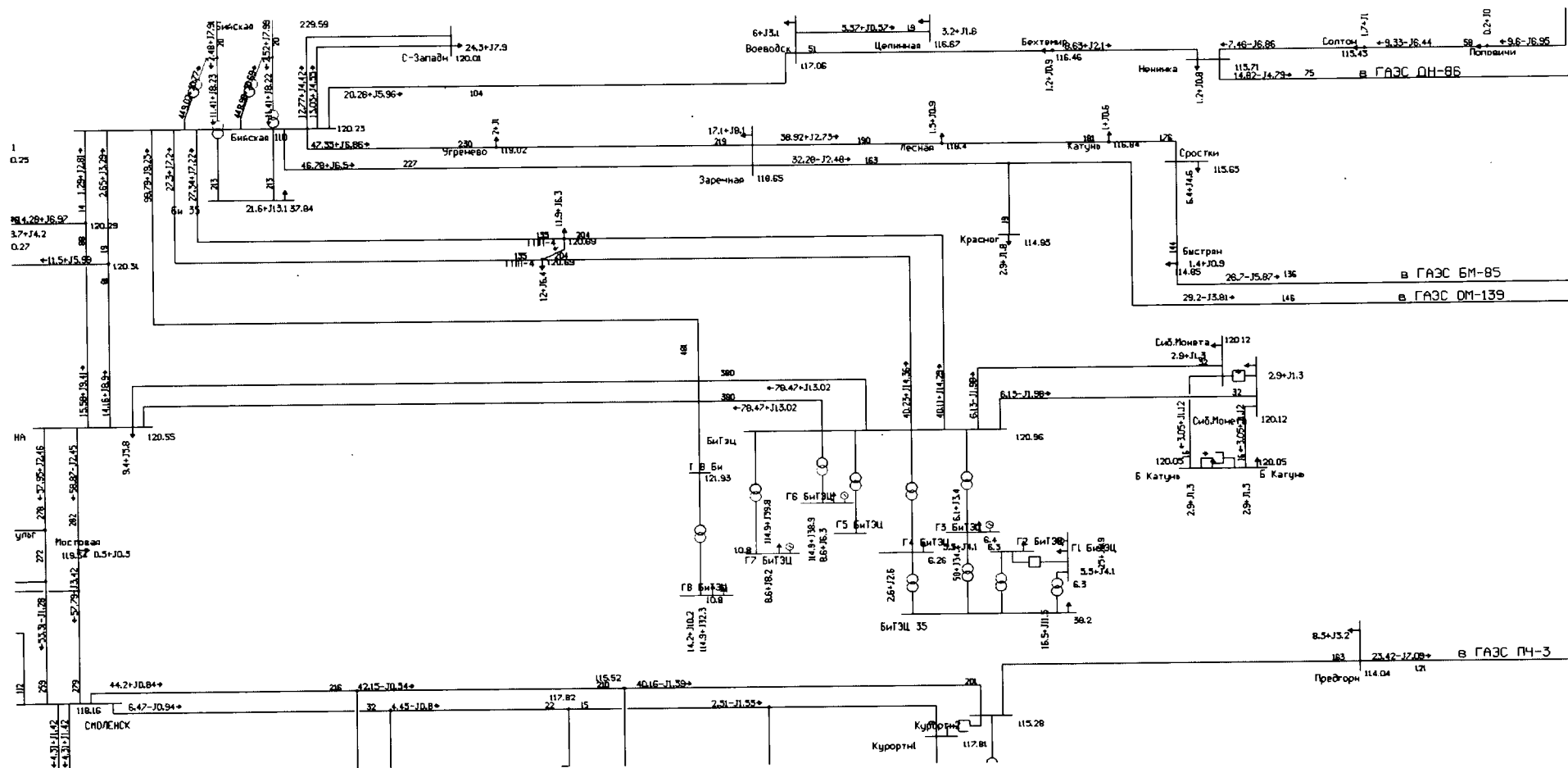


Рисунок 1 – Зимний максимум 2022 года. Нормальная схема

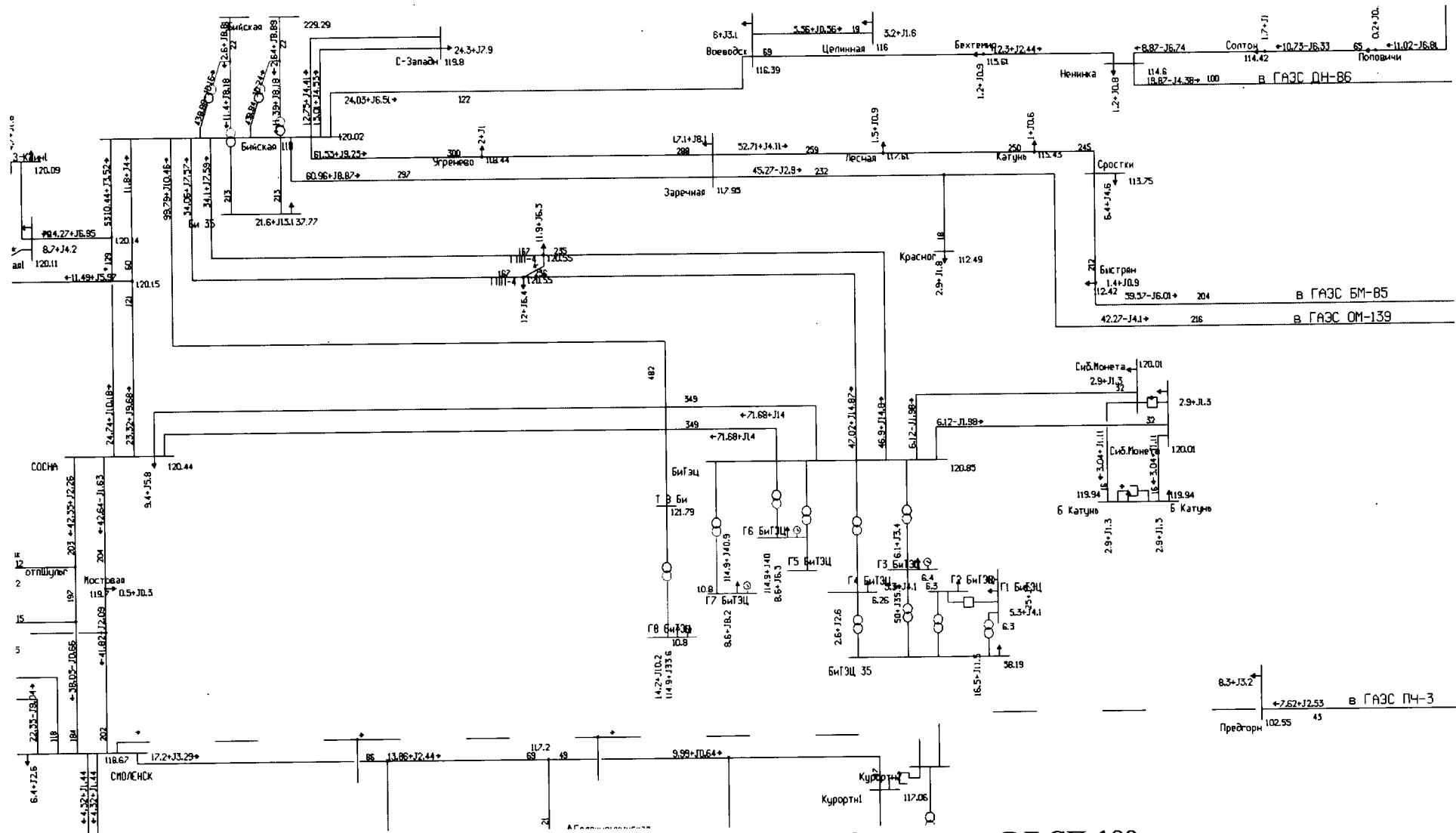


Рисунок 4 – Зимний максимум 2022 года. Отключение ВЛ СП-189

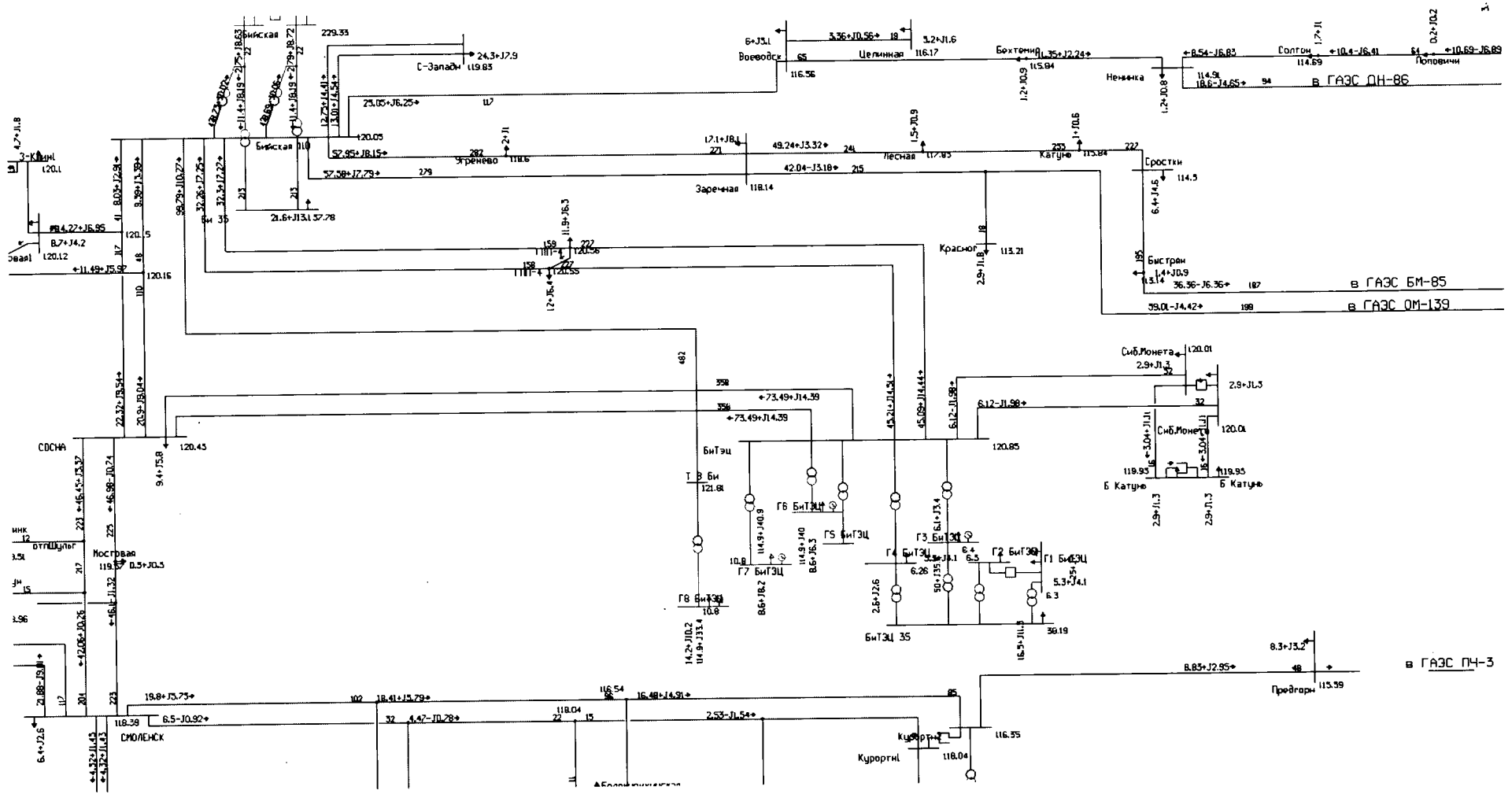


Рисунок 5 – Зимний максимум 2022 года. Отключение ВЛ ПЧ-3

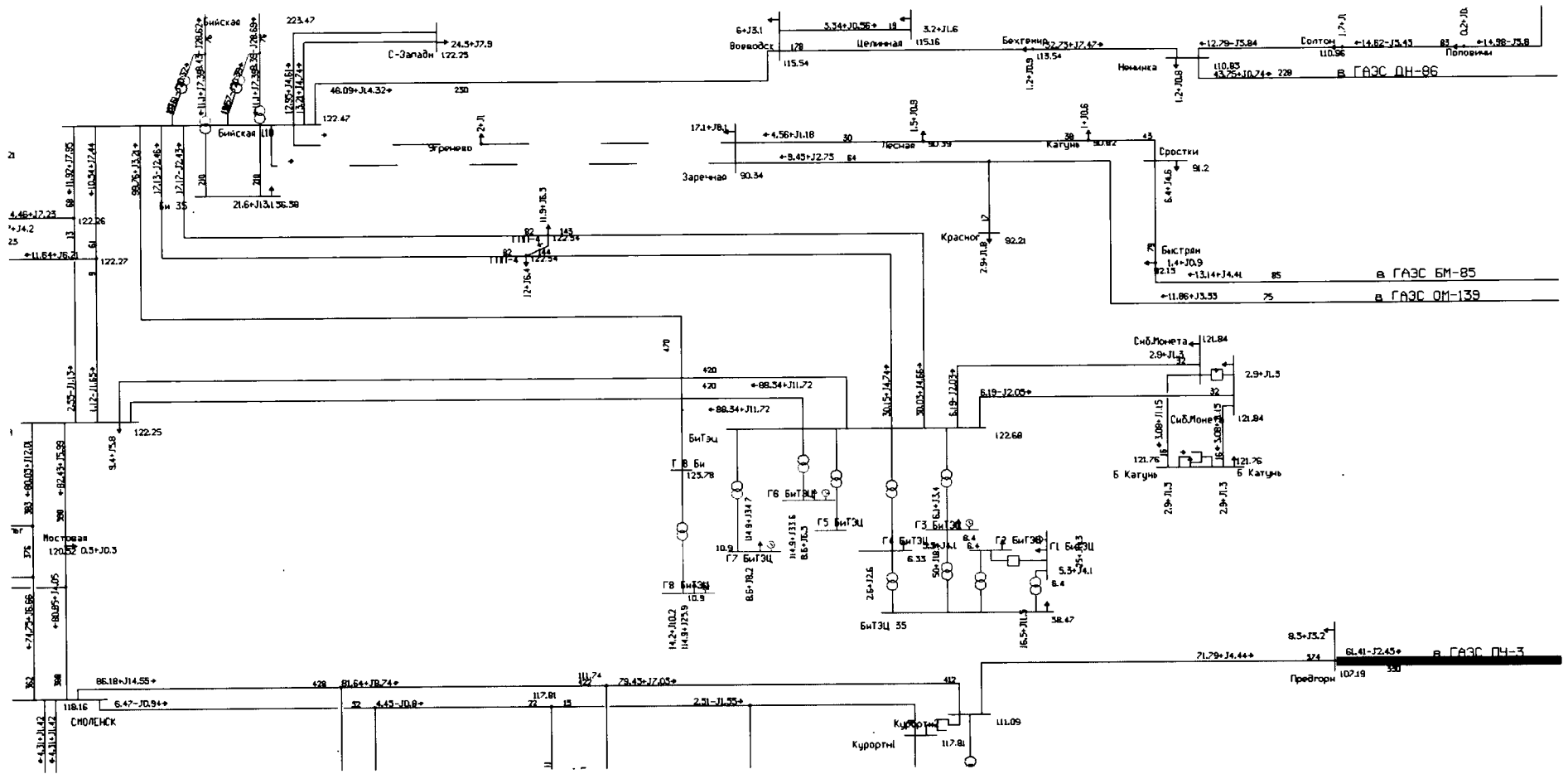


Рисунок 11 – Зимний максимум 2022 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ БЗ-166 с применением схемно-режимных мероприятий

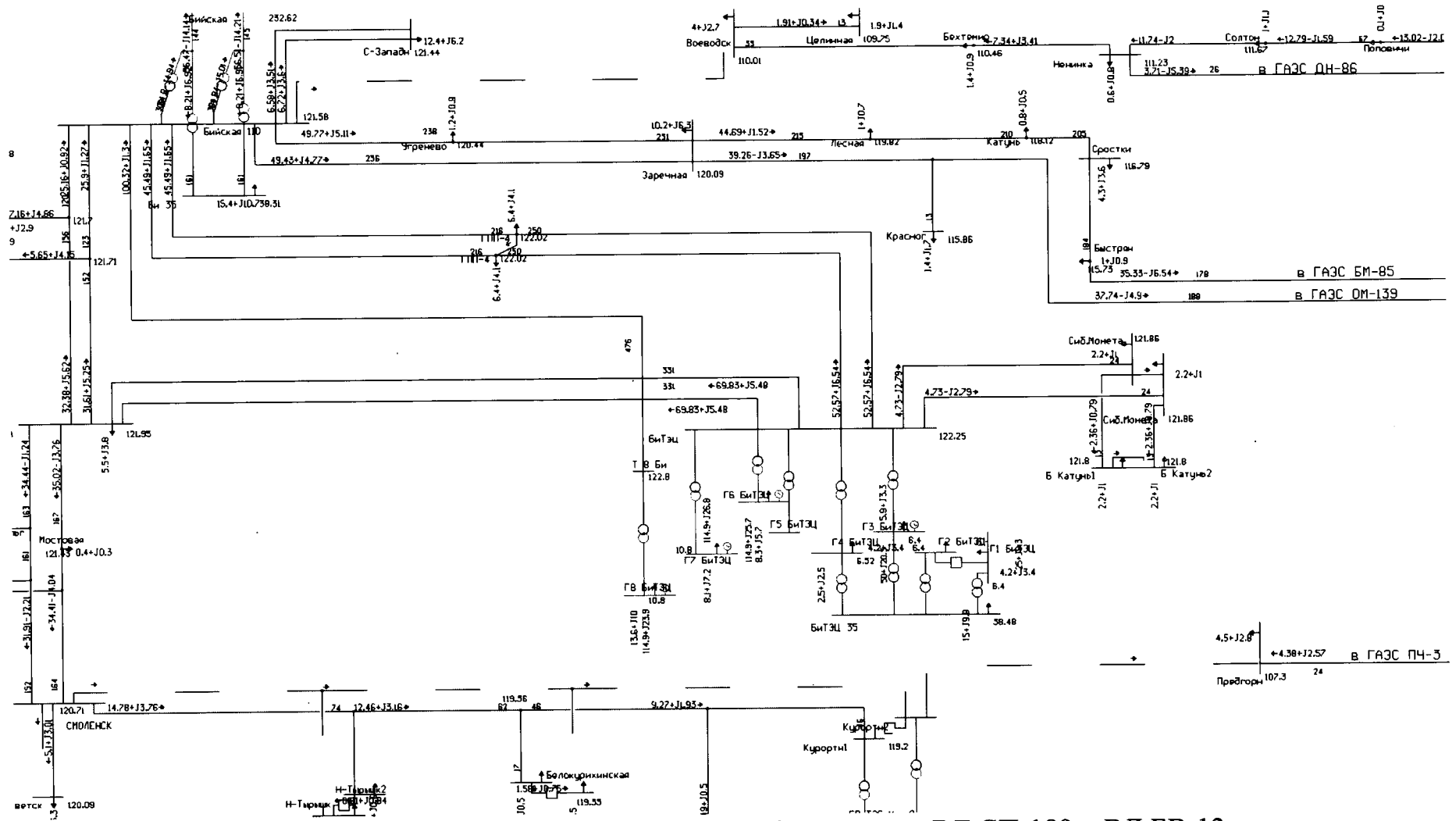


Рисунок 19 – Зимний минимум 2022 года. Отключение ВЛ СП-189 и ВЛ БВ-13

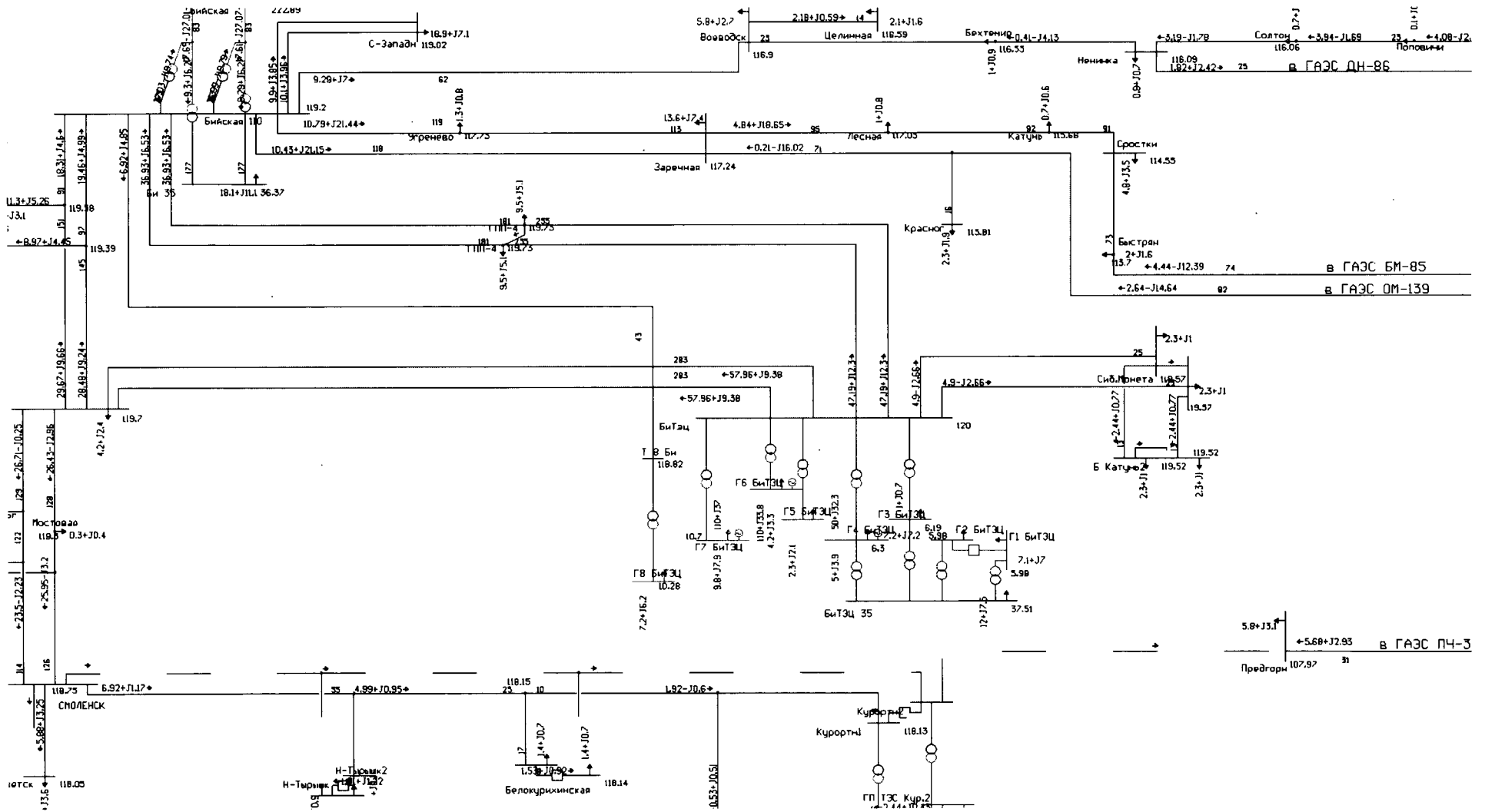


Рисунок 25 – Летний максимум 2022 года. Отключение ВЛ СП-189

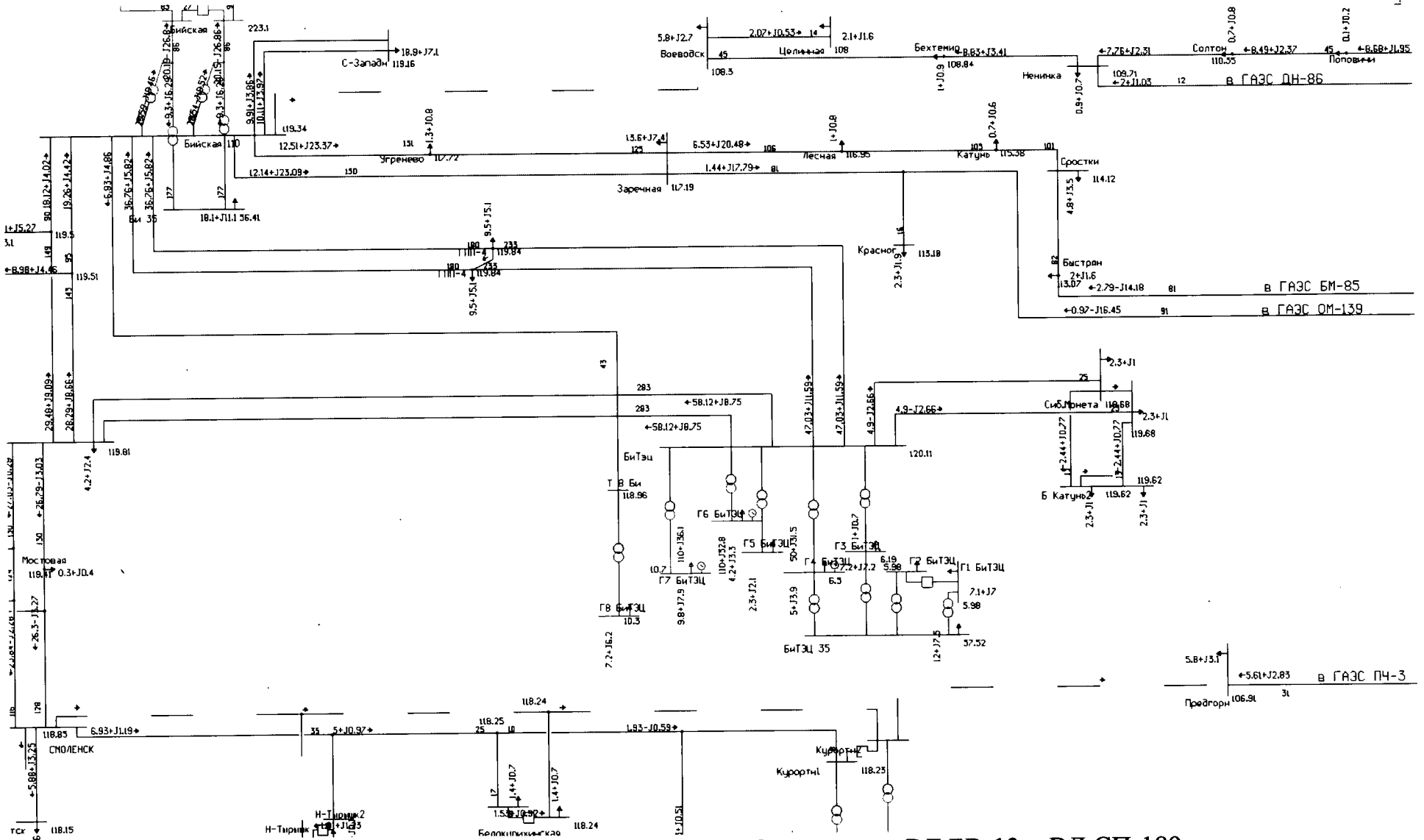


Рисунок 29 – Летний максимум 2022 года. Отключение ВЛ БВ-13 и ВЛ СП-189

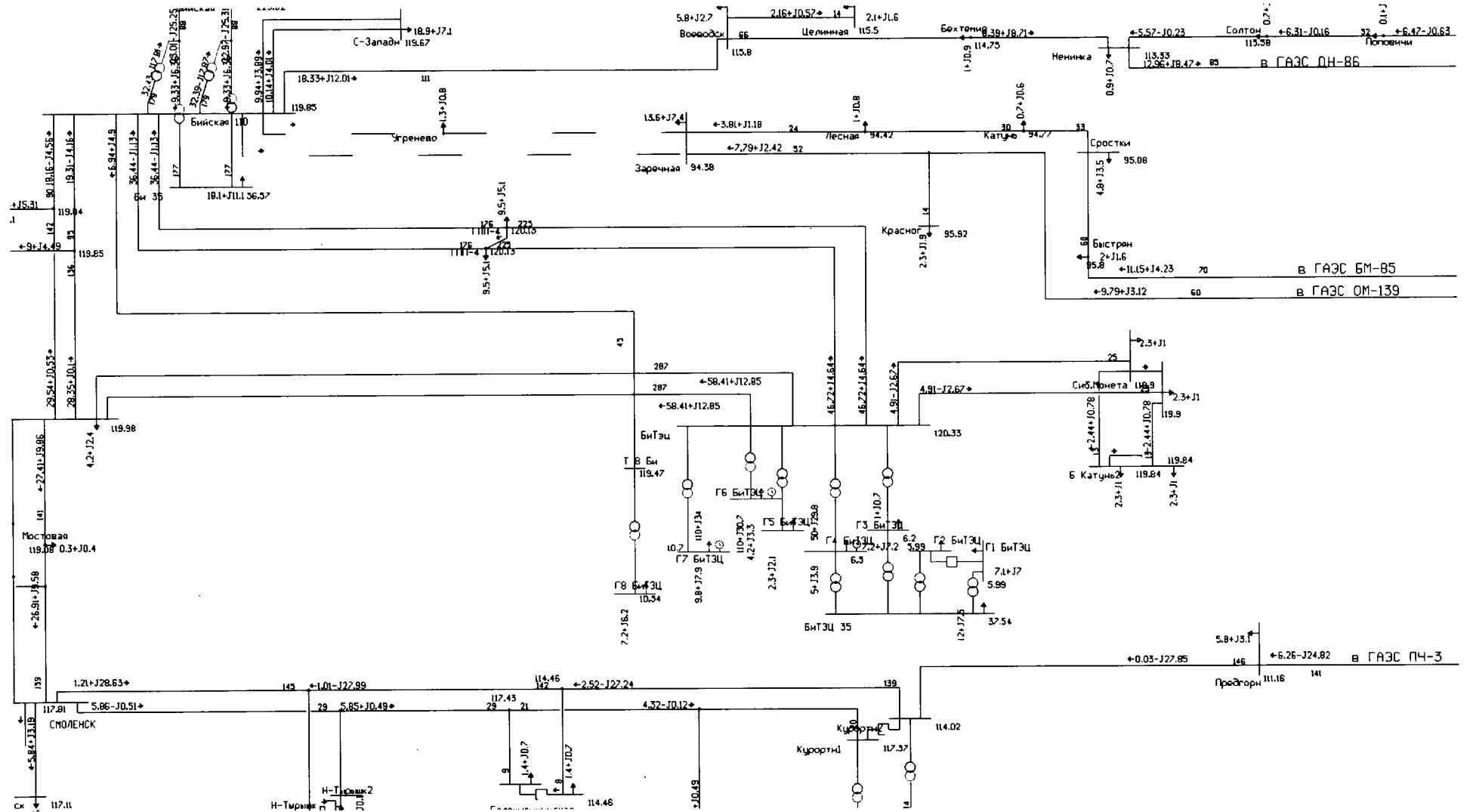


Рисунок 31 – Летний максимум 2022 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ БЗ-166

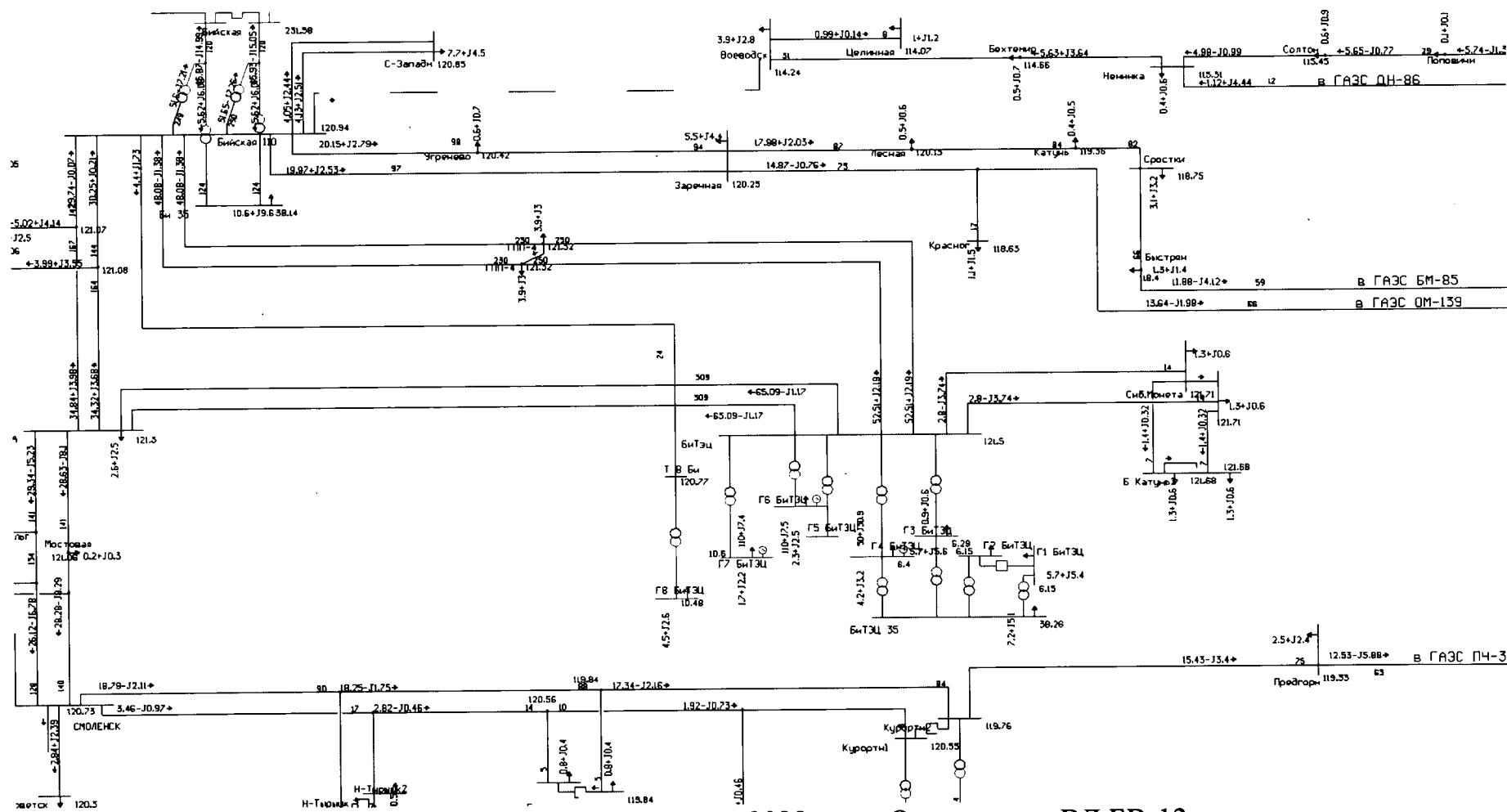


Рисунок 33 – Летний минимум 2022 года. Отключение ВЛ БВ-13

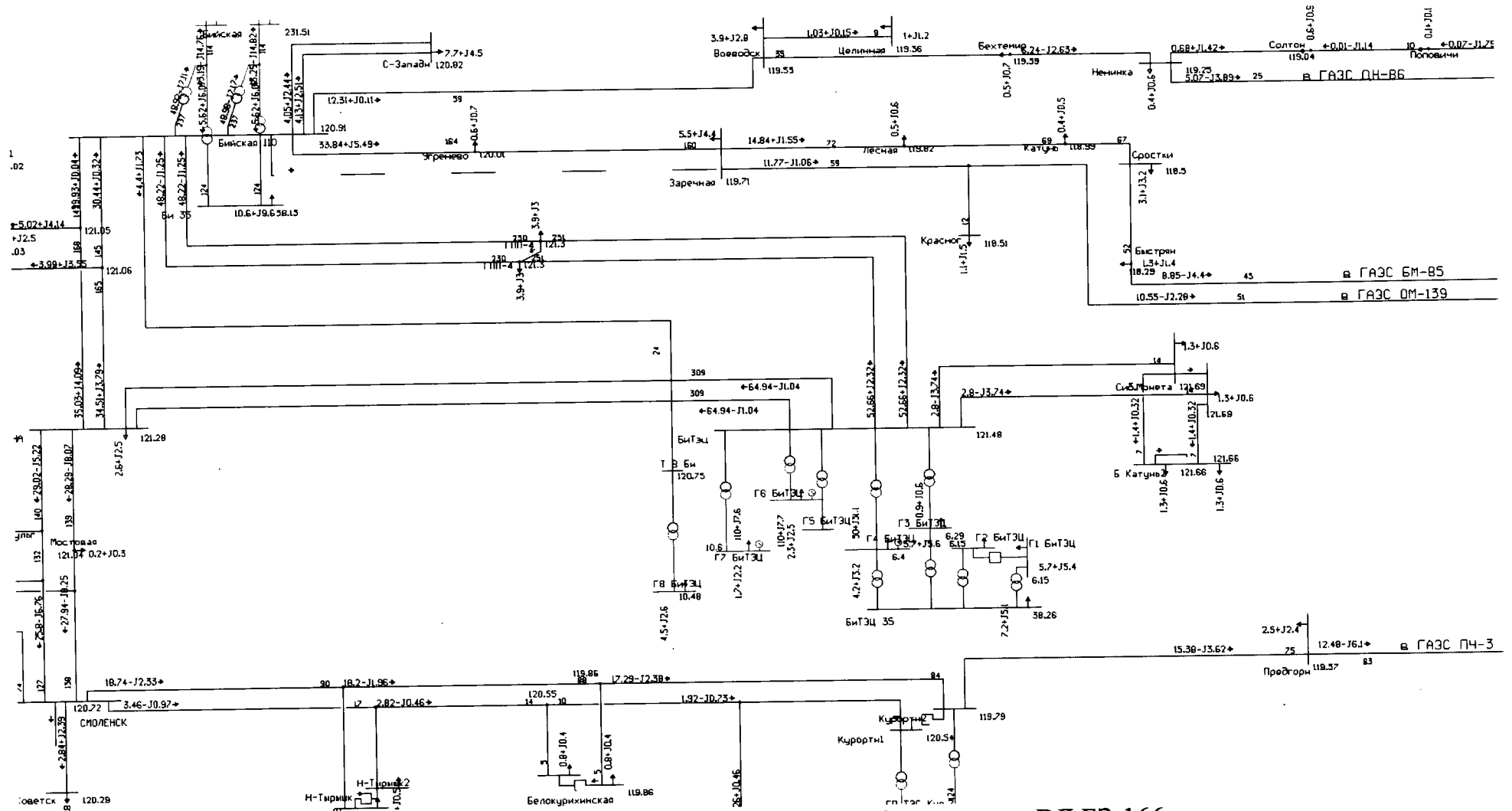


Рисунок 34 – Летний минимум 2022 года. Отключение ВЛ БЗ-166

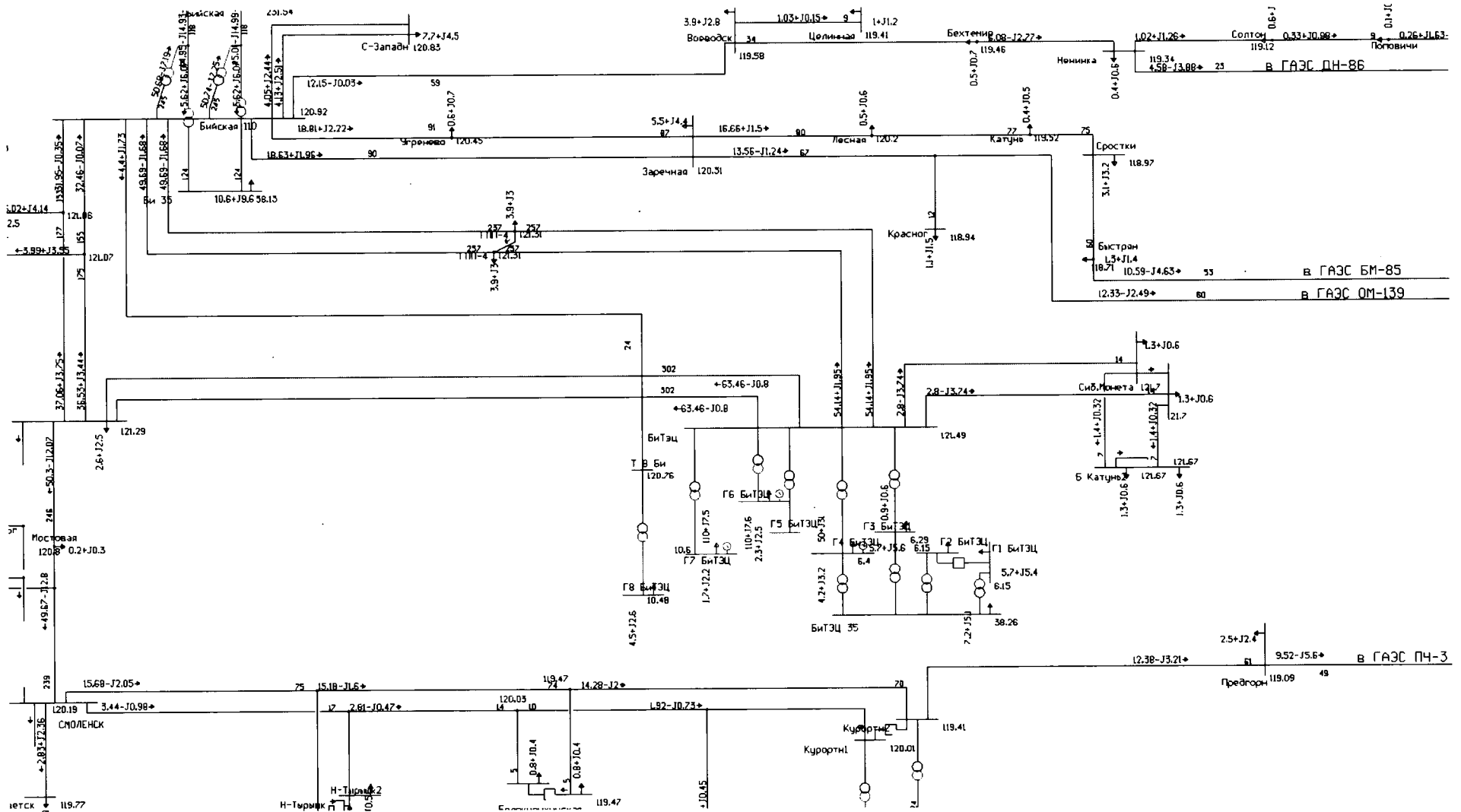


Рисунок 38 – Летний минимум 2022 года. Отключение ВЛ СС-107

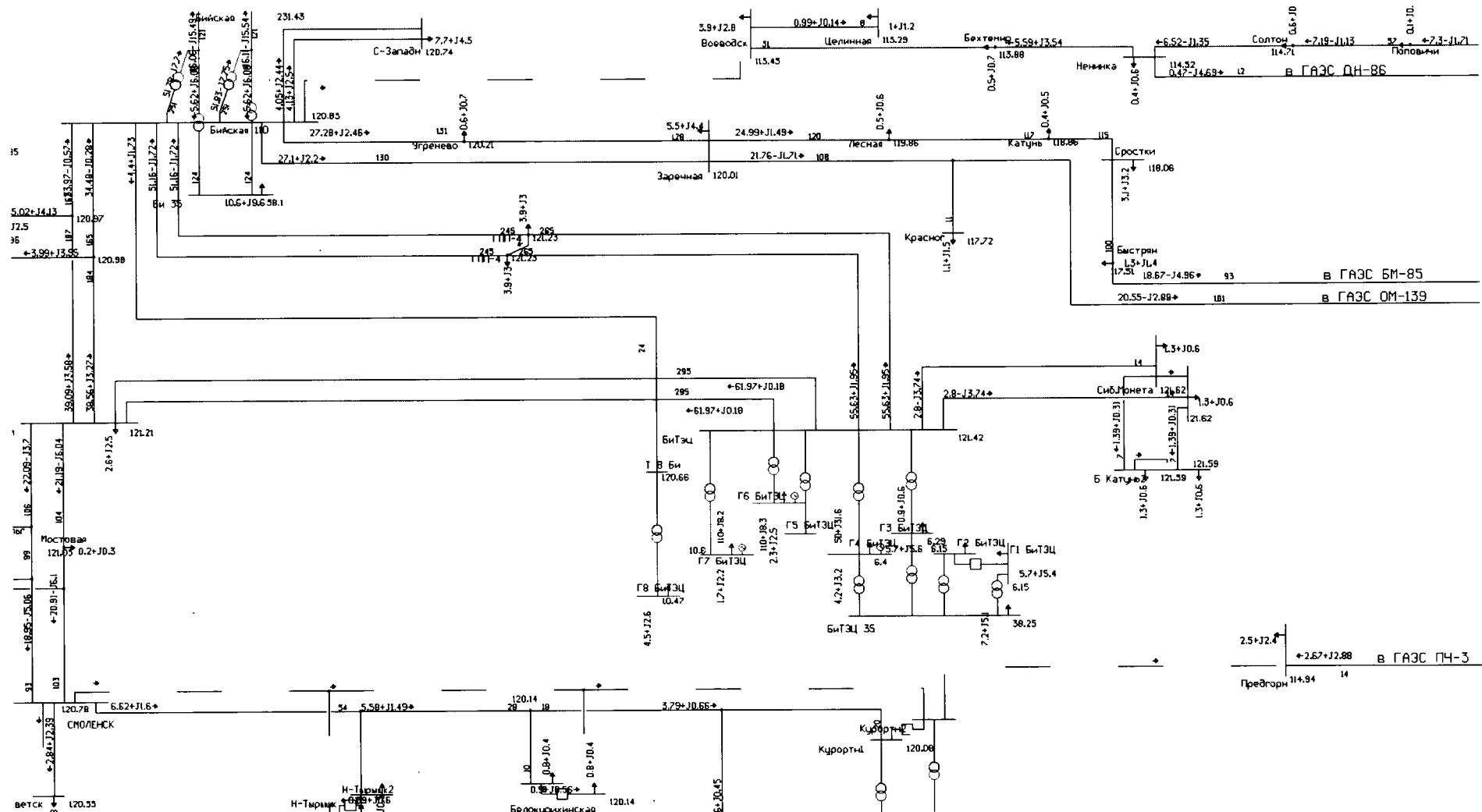


Рисунок 39 – Летний минимум 2022 года. Отключение ВЛ БВ-13 и ВЛ ВЛ СП-189

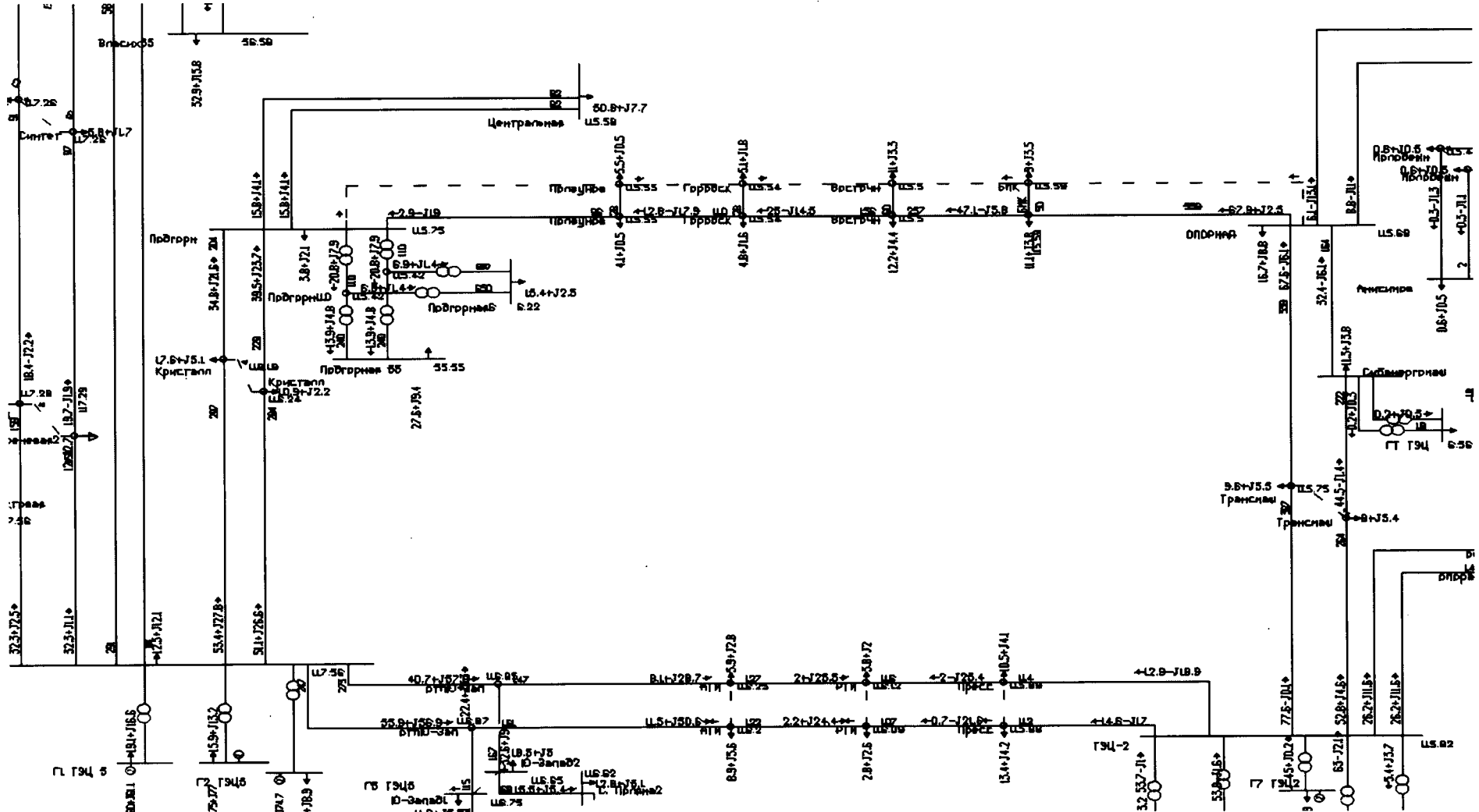


Рисунок 45 – Зимний максимум 2022 года. Отключение ВЛ ОП-93

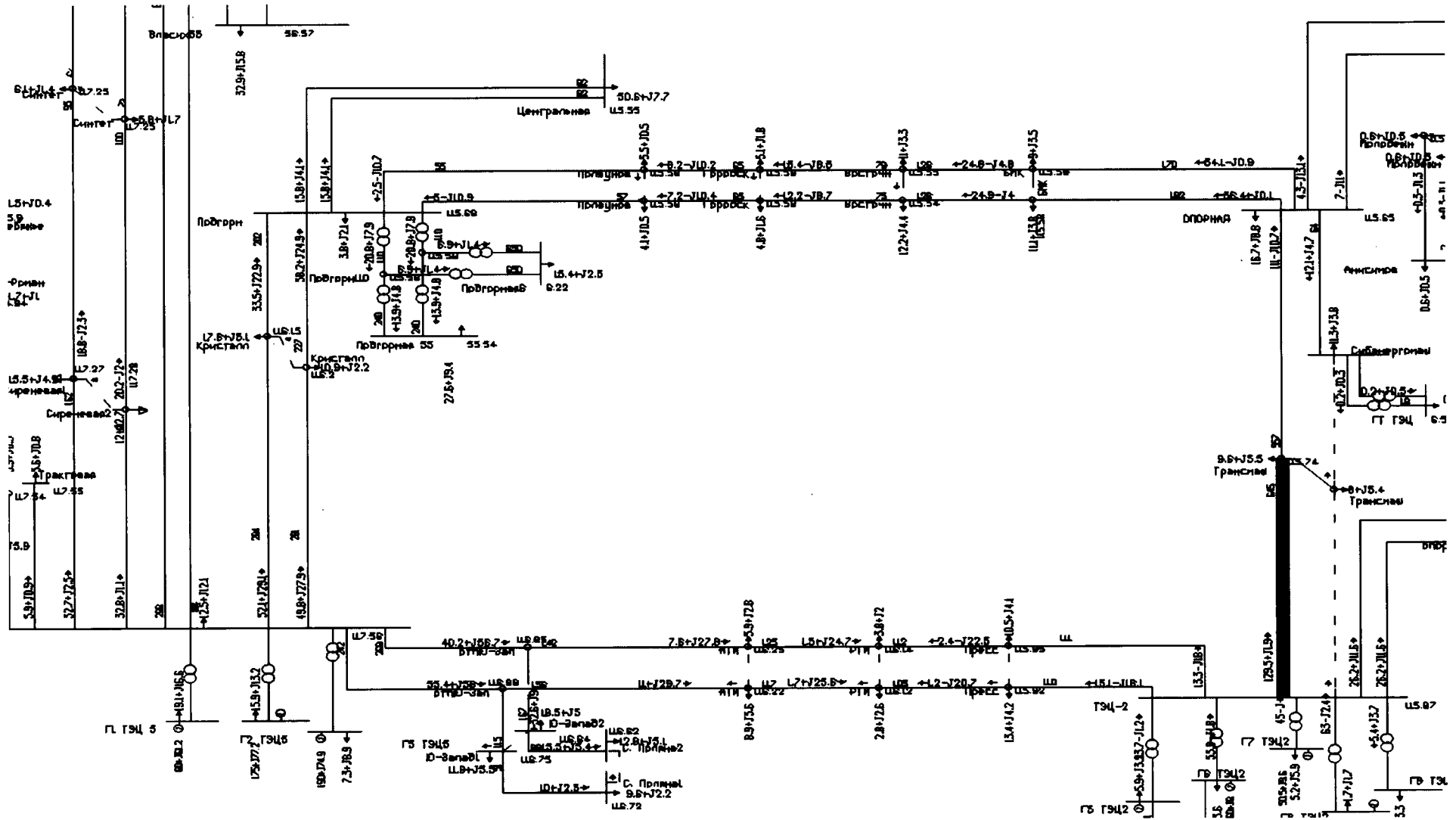


Рисунок 46 – Зимний максимум 2022 года. Отключение ВЛ ТС-100

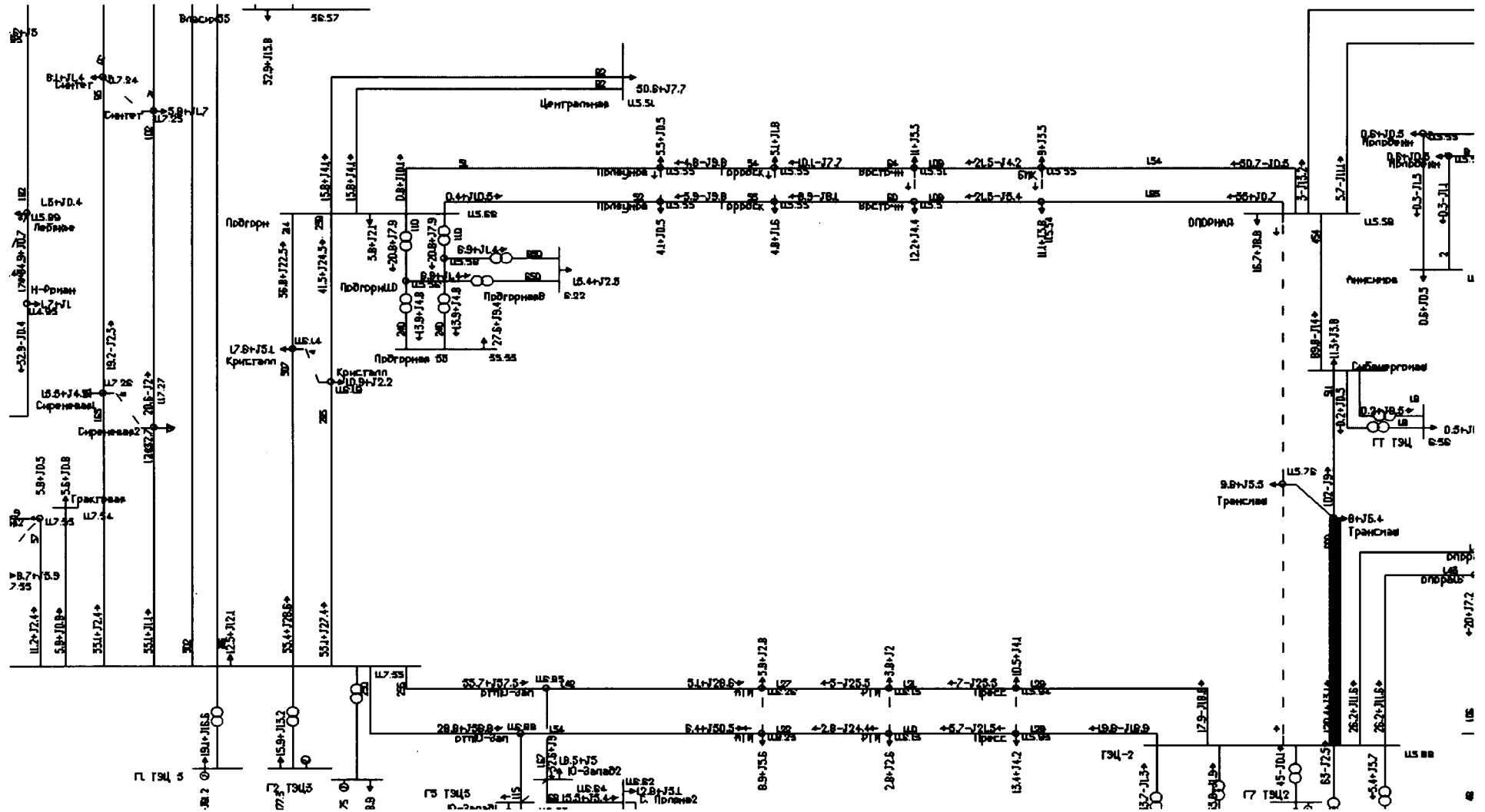


Рисунок 47 – Зимний максимум 2022 года. Отключение ТО-101

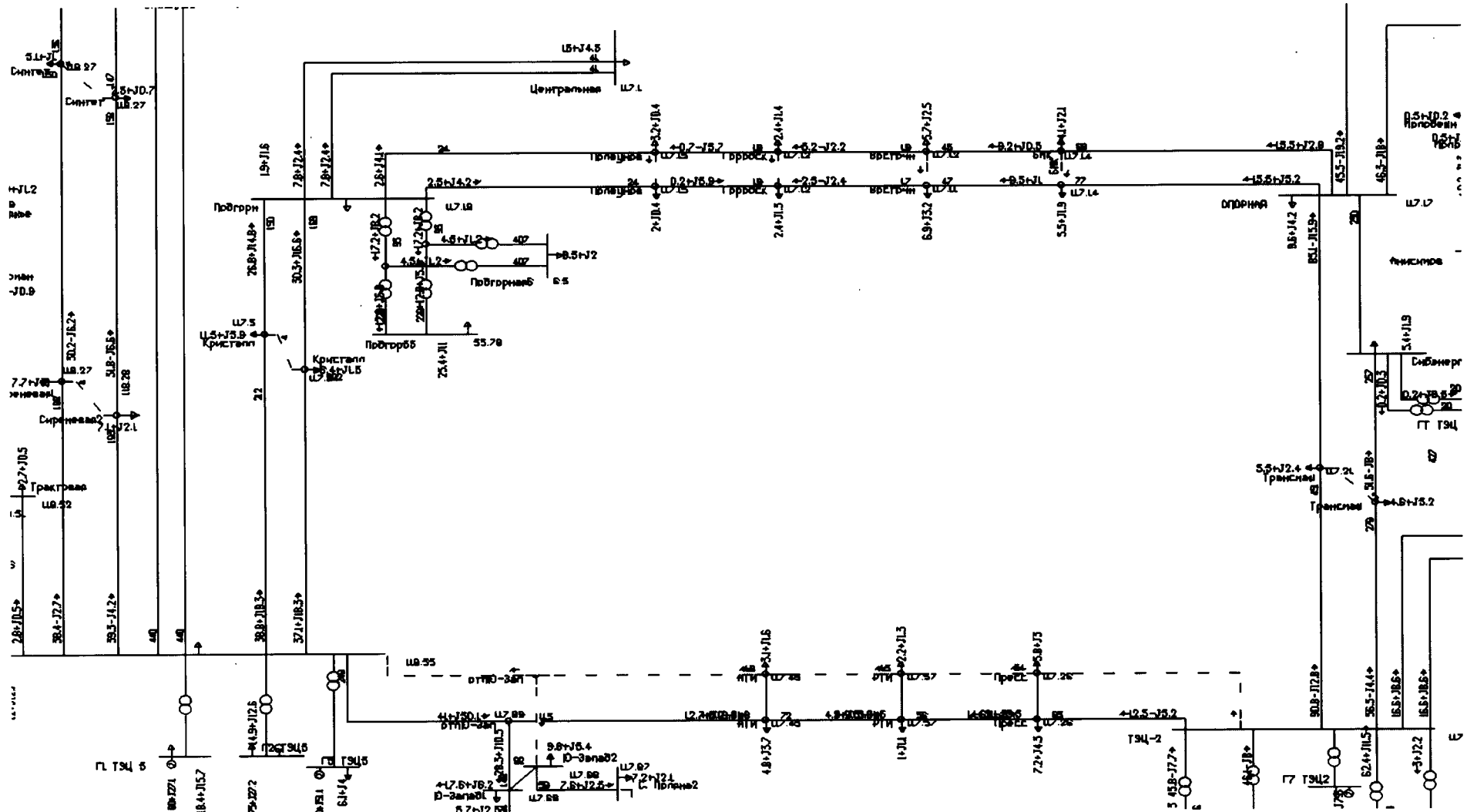
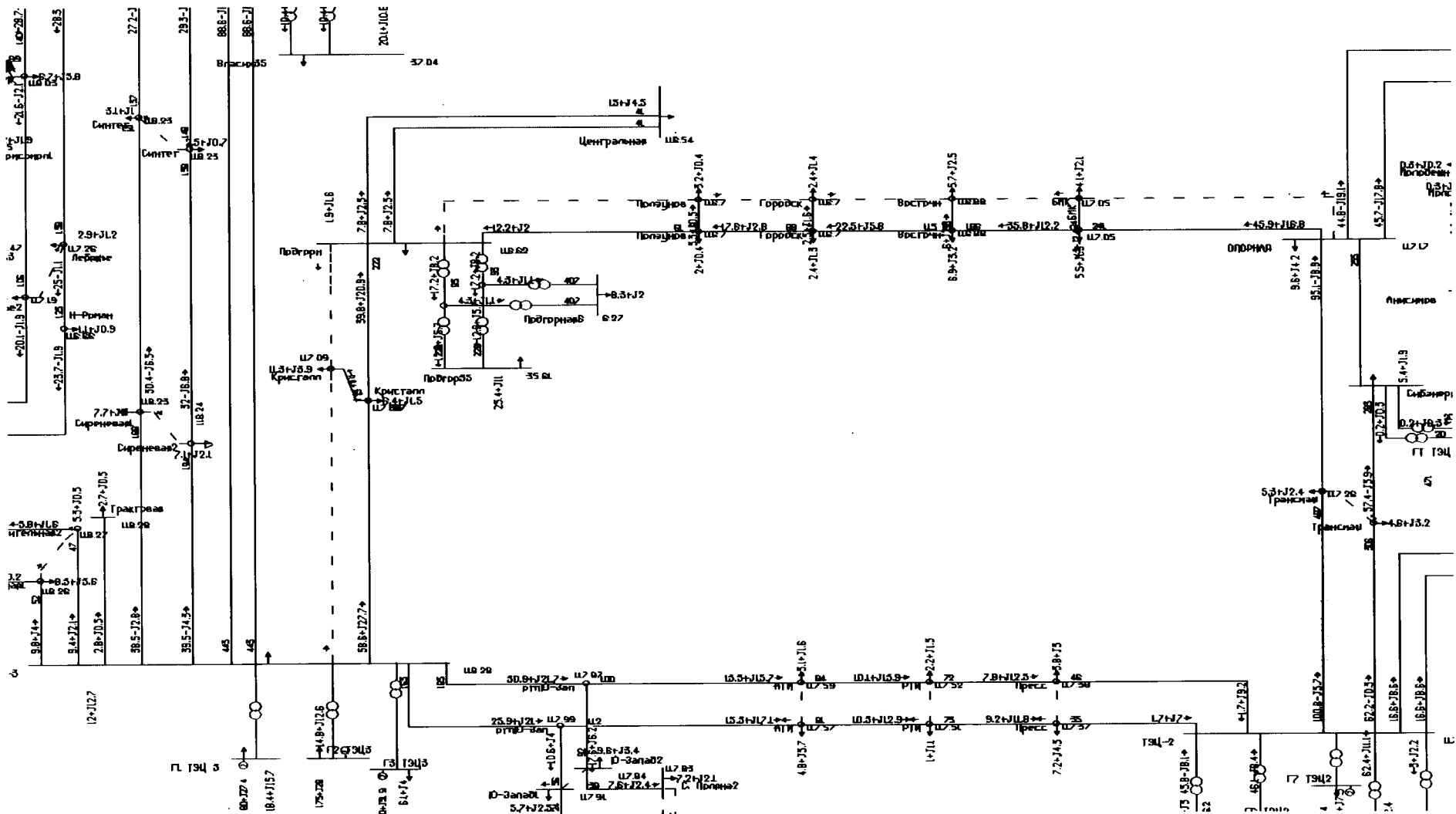


Рисунок 52 – Зимний минимум 2022 года. Отключение КВЛ ТТ-121



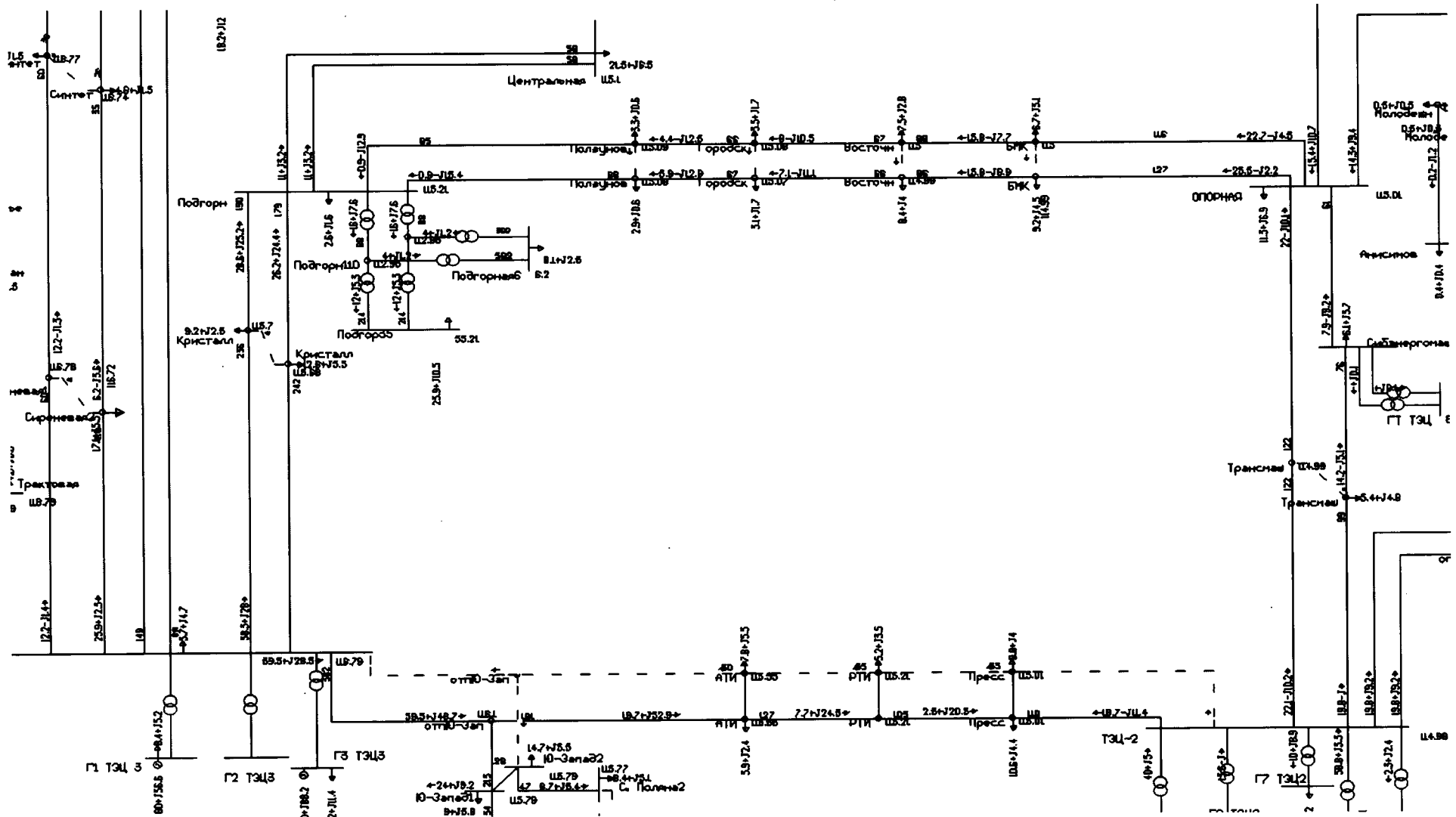


Рисунок 61 – Лето максимум 2022 год. Отключение КВЛ ТТ-121

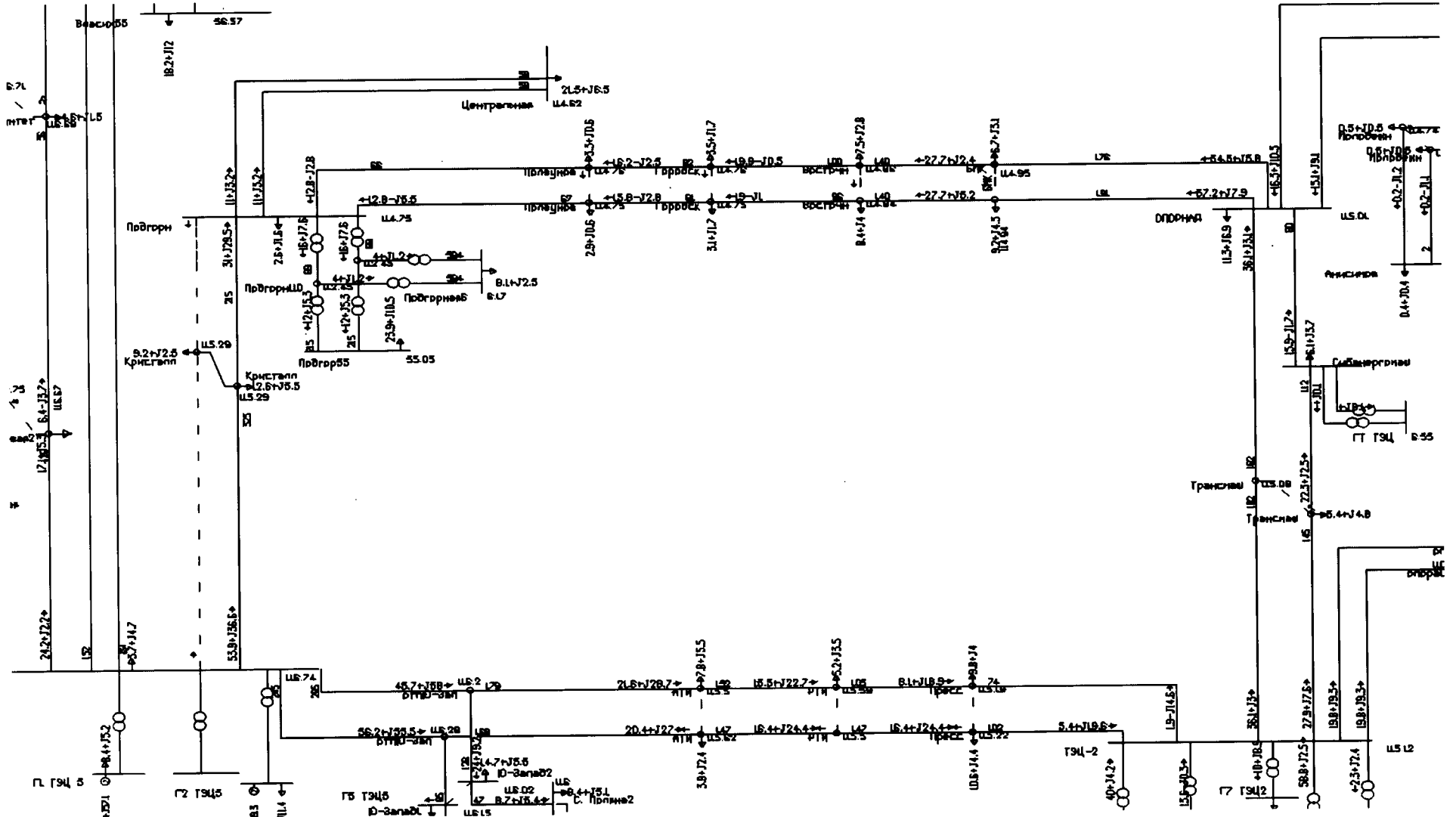


Рисунок 62 – Лето максимум 2022 год. Отключение ВЛ ТП-45

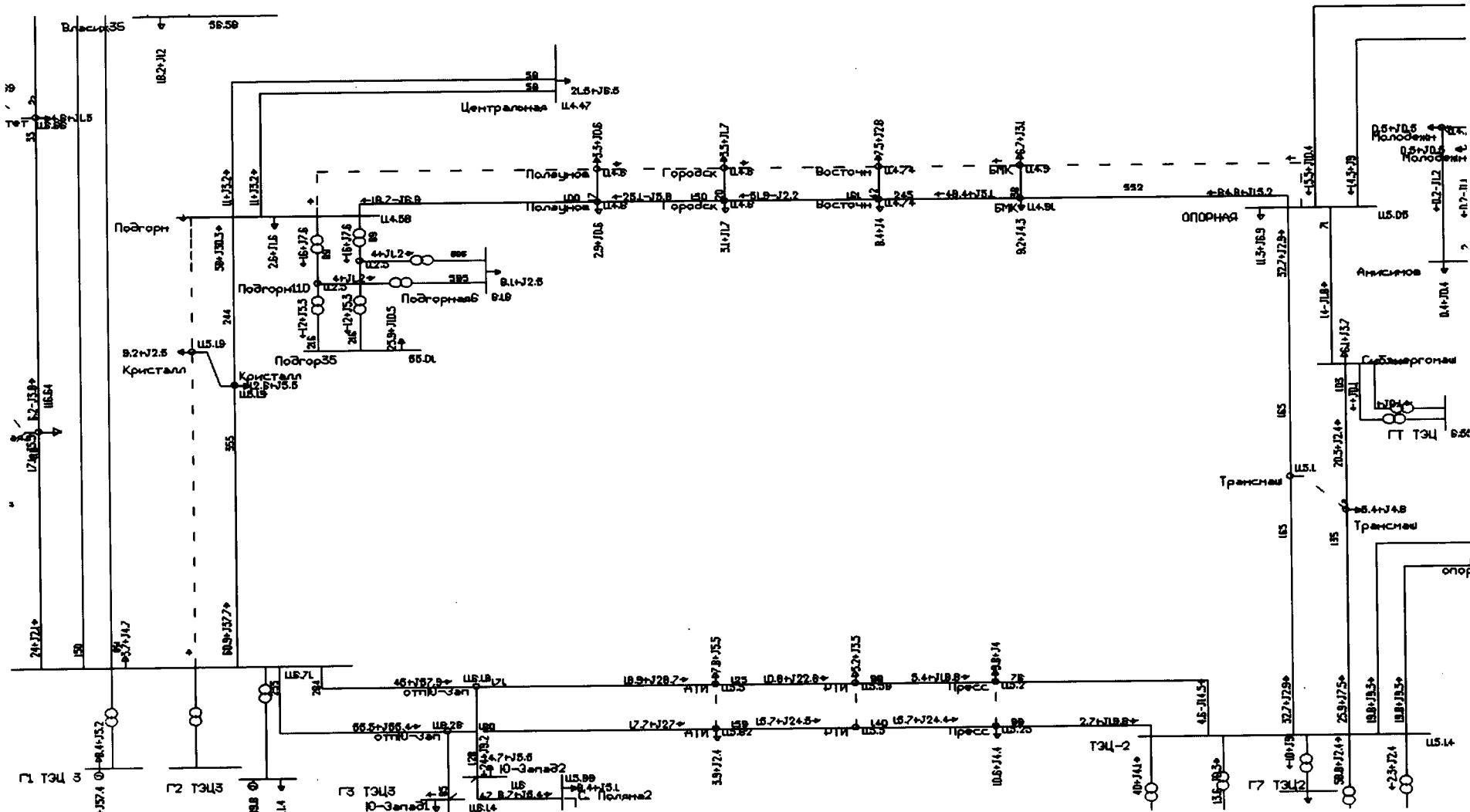


Рисунок 66 – Лето максимум 2022 год. Отключение ВЛ ОП-93 и ВЛ ТП-45

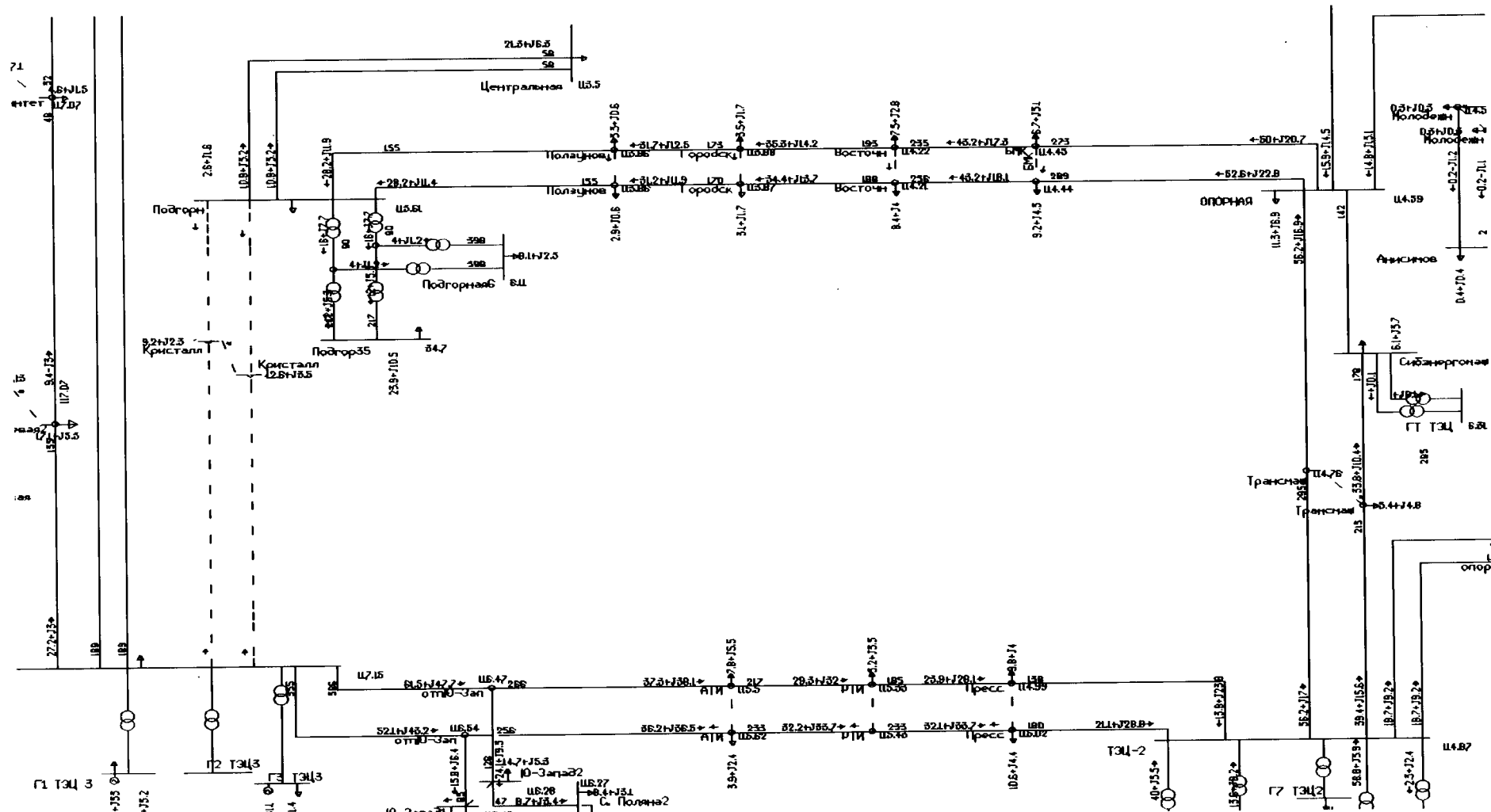
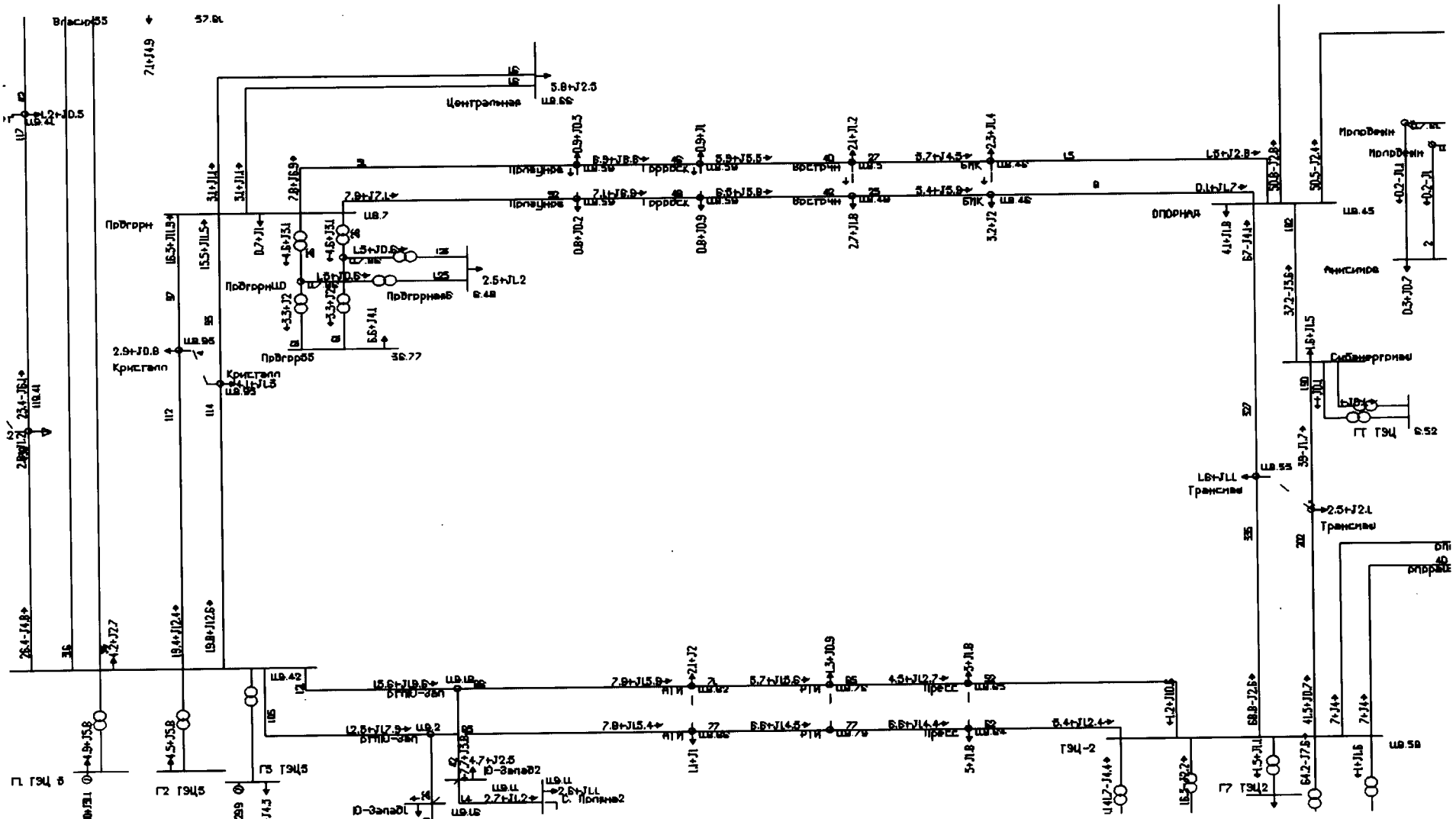
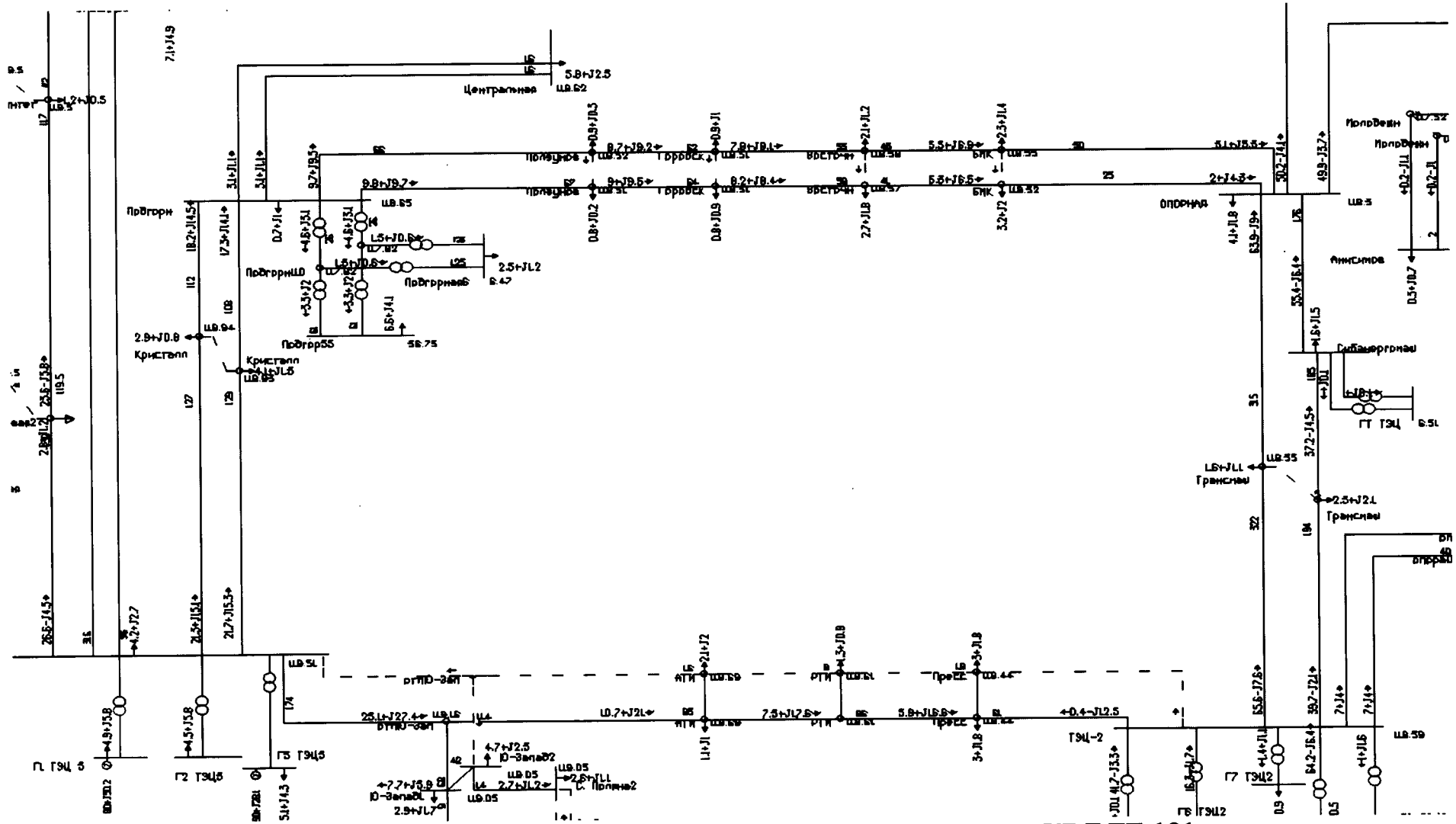


Рисунок 68 – Лето максимум 2022 год. Отключение ВЛ ТП-45 и ВЛ ТП-46





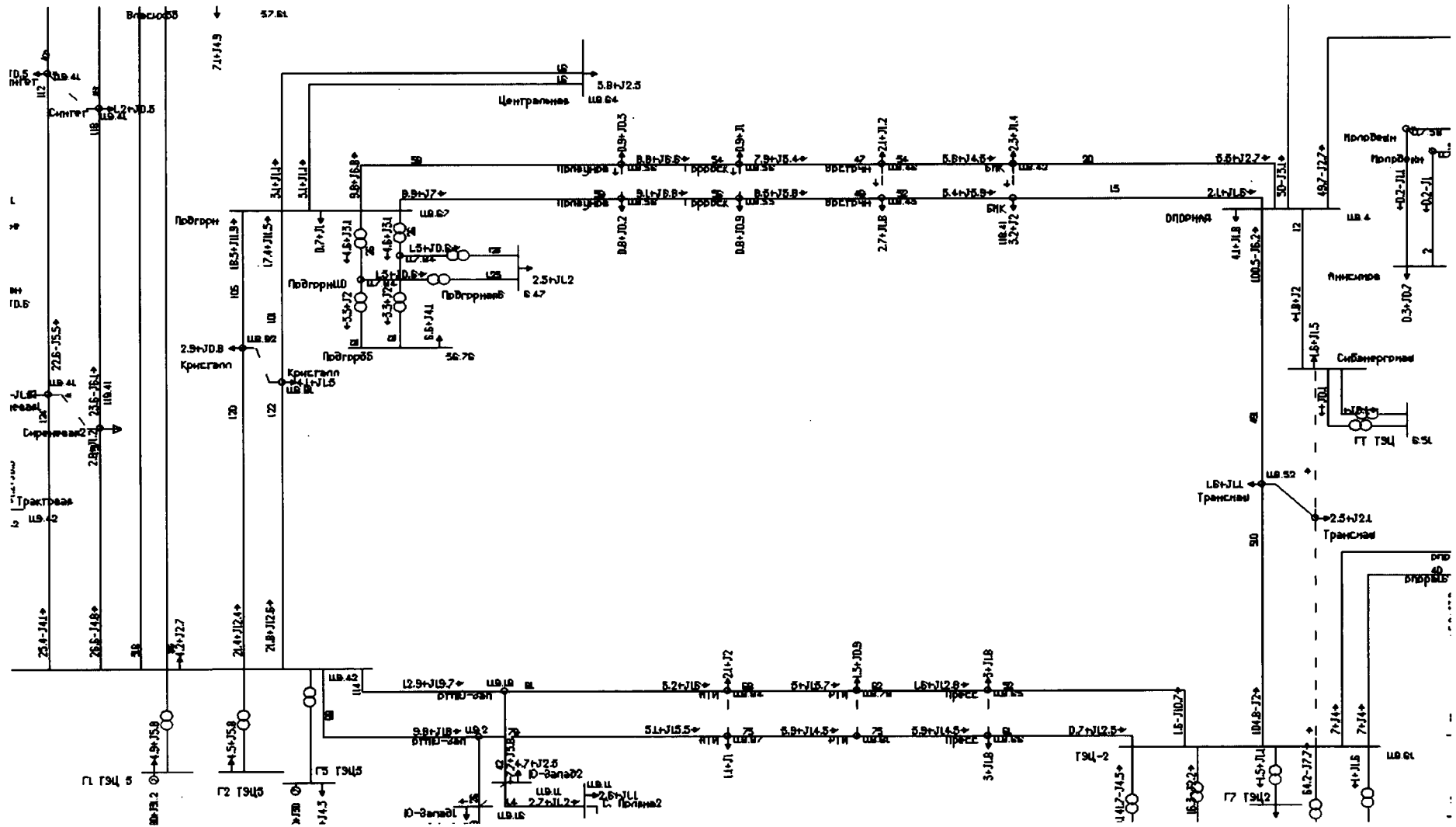
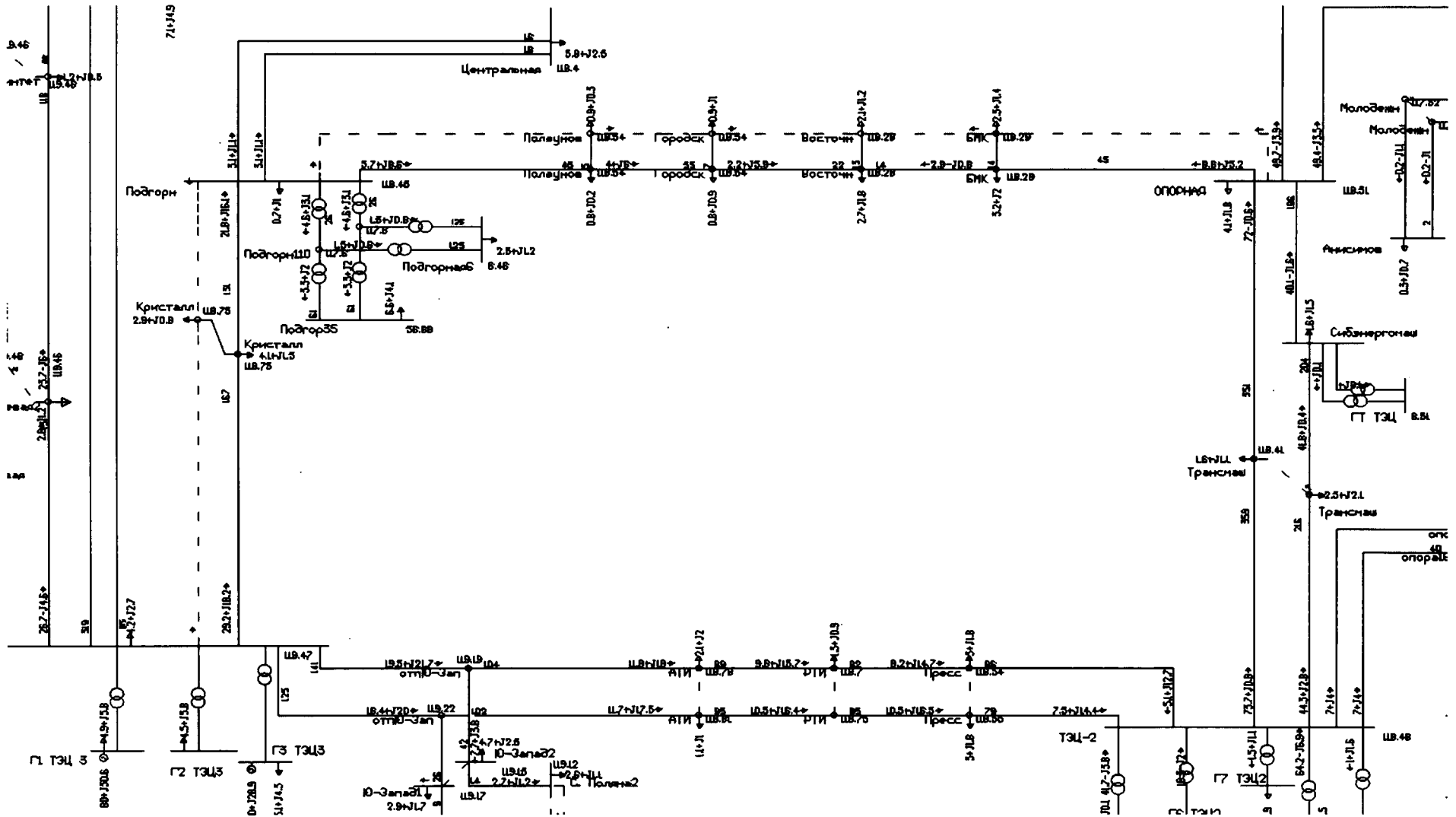


Рисунок 73 – Лето минимум 2022 год. Отключение ВЛ ТС-100



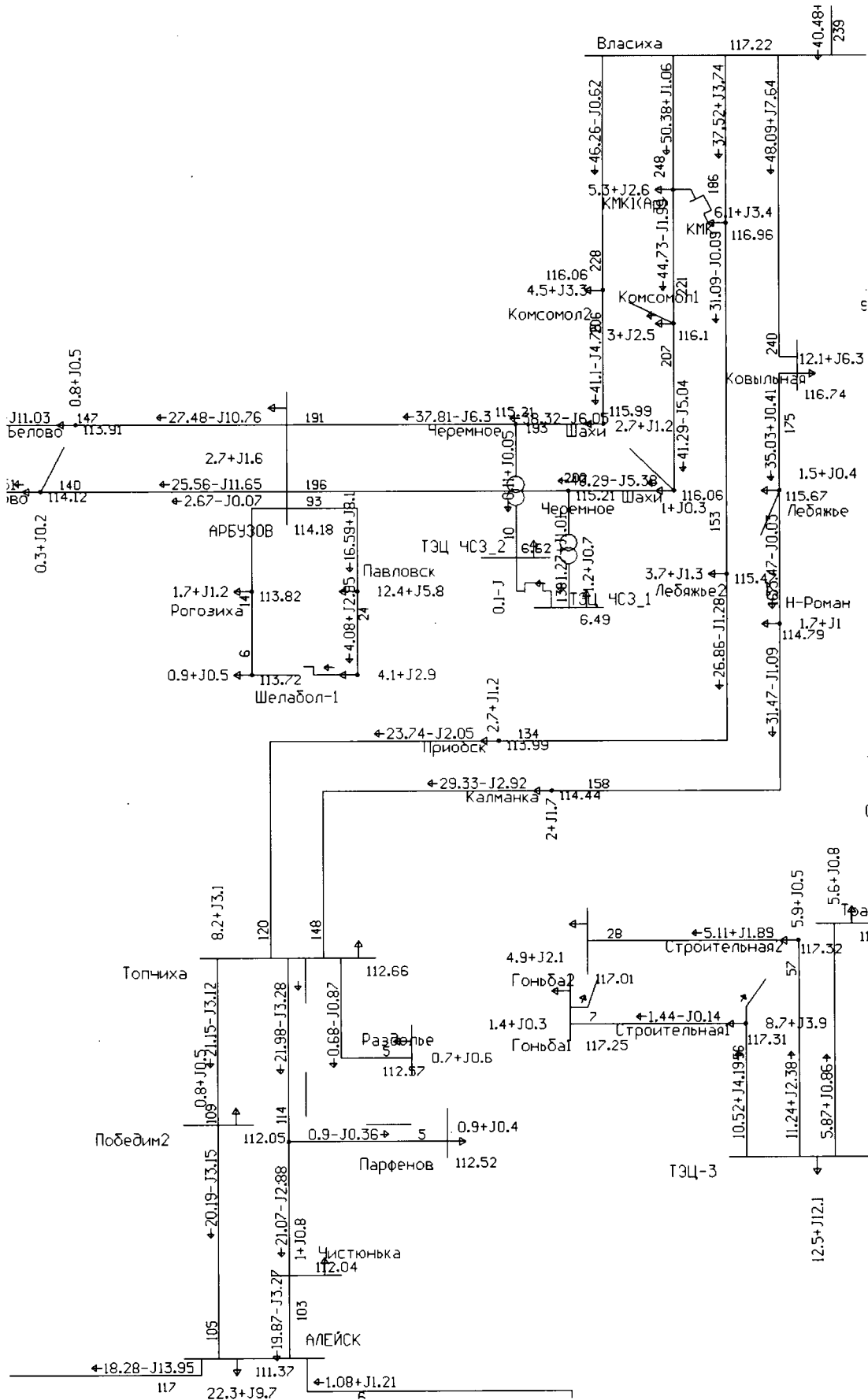


Рисунок 78 – Зимний максимум 2024 года. Нормальный режим

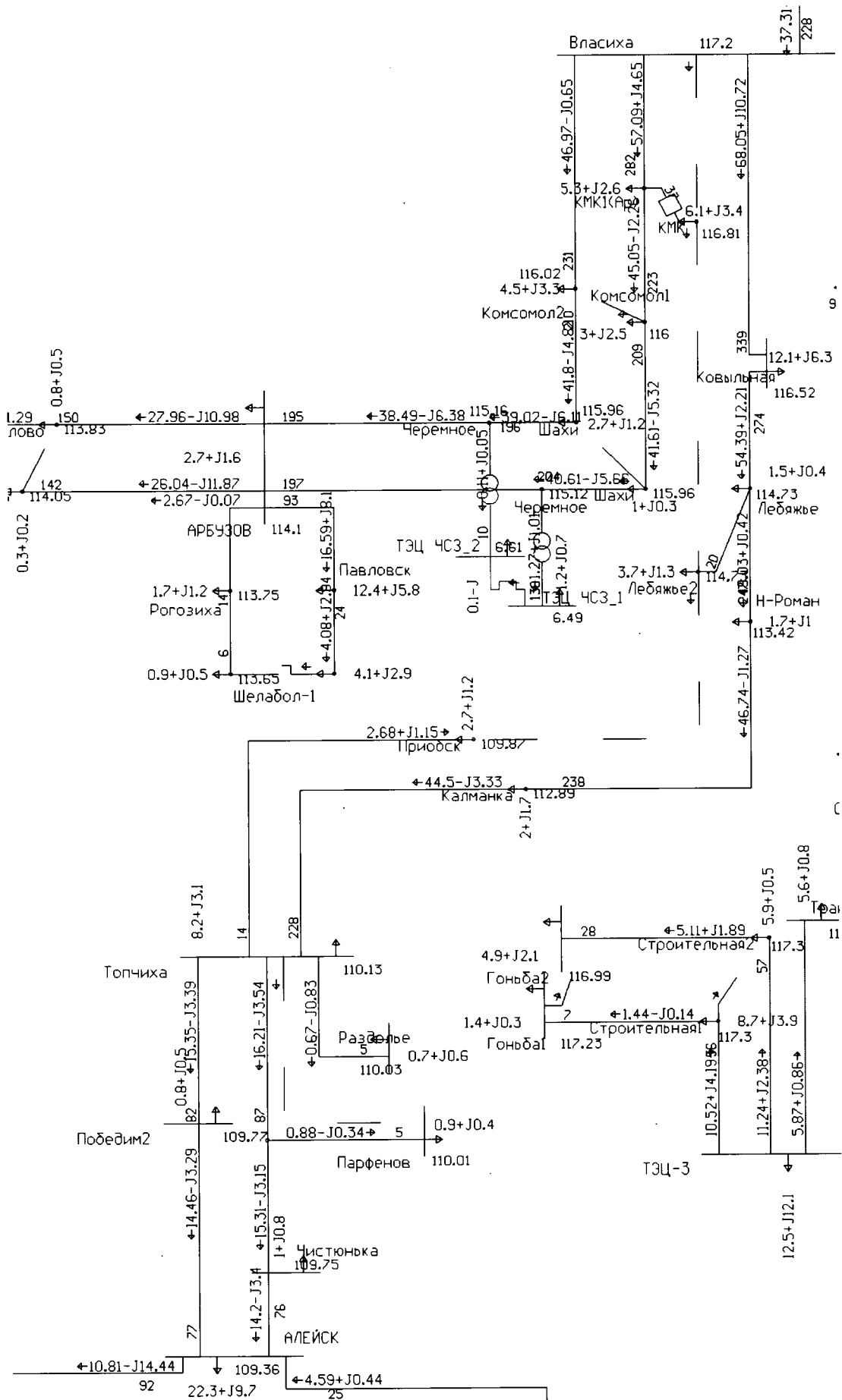


Рисунок 80 – Зимний максимум 2024 года. Отключение КВЛ ВП-52

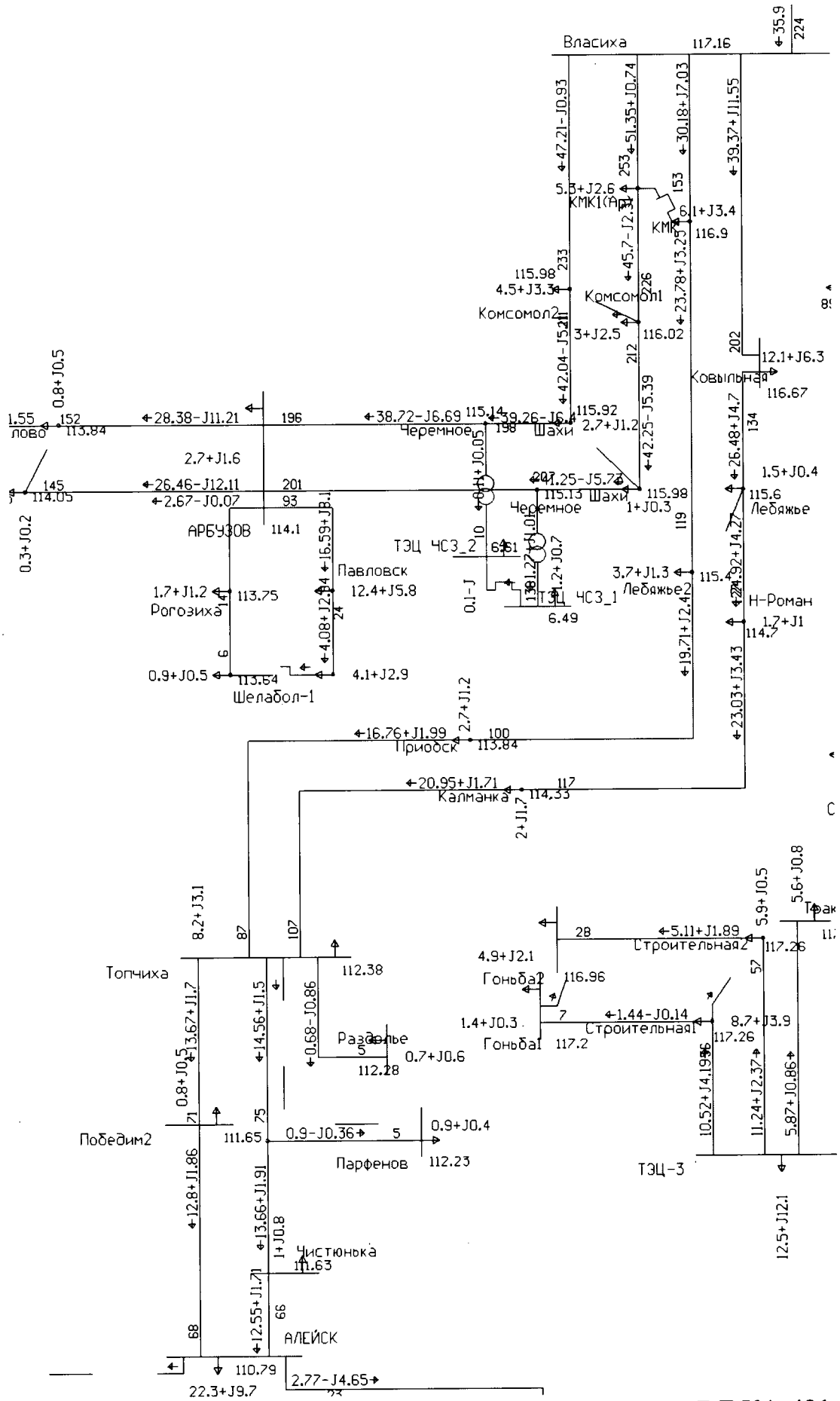


Рисунок 82 – Зимний максимум 2024 года. Отключение ВЛ КА-421

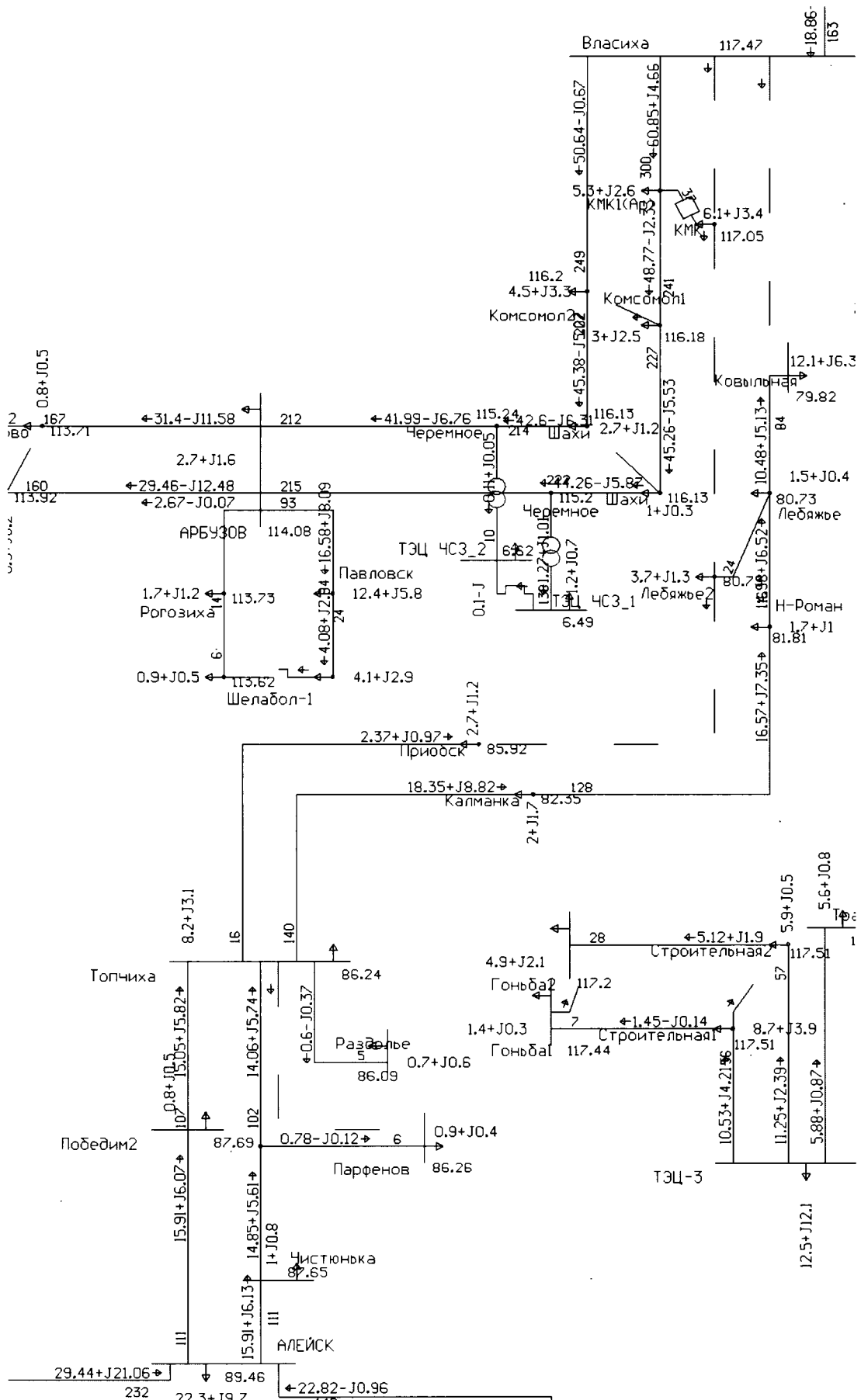


Рисунок 84 – Зимний максимум 2024 года.
Отключение КВЛ Власиха – Ковыл'ная и КВЛ ВП-52

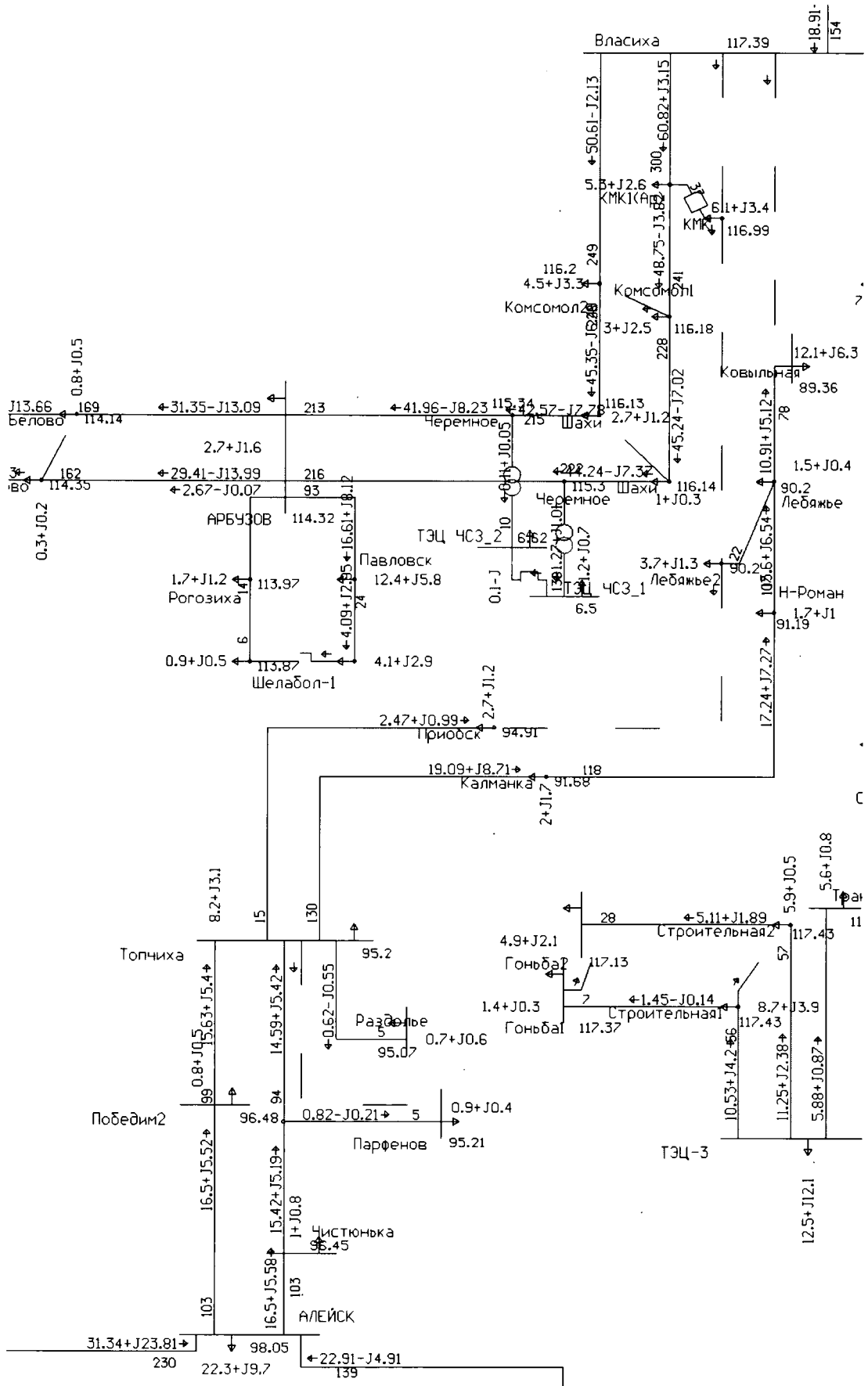


Рисунок 85 – Зимний максимум 2024 года. Отключение КВЛ Власиха – Ковыльня и КВЛ ВП-52 с применением схемно-режимных мероприятий

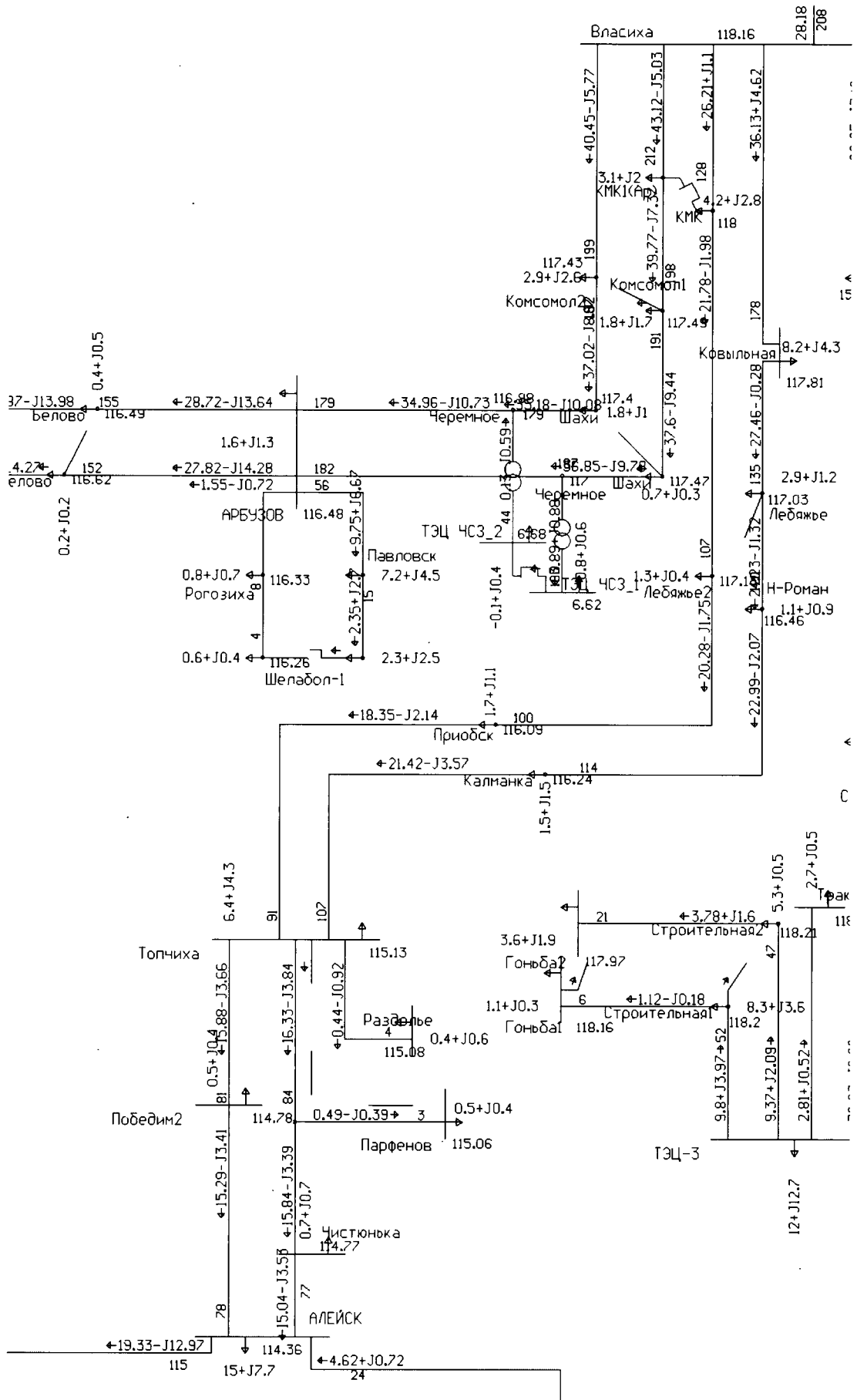


Рисунок 86 – Зимний минимум 2024 года. Нормальный режим

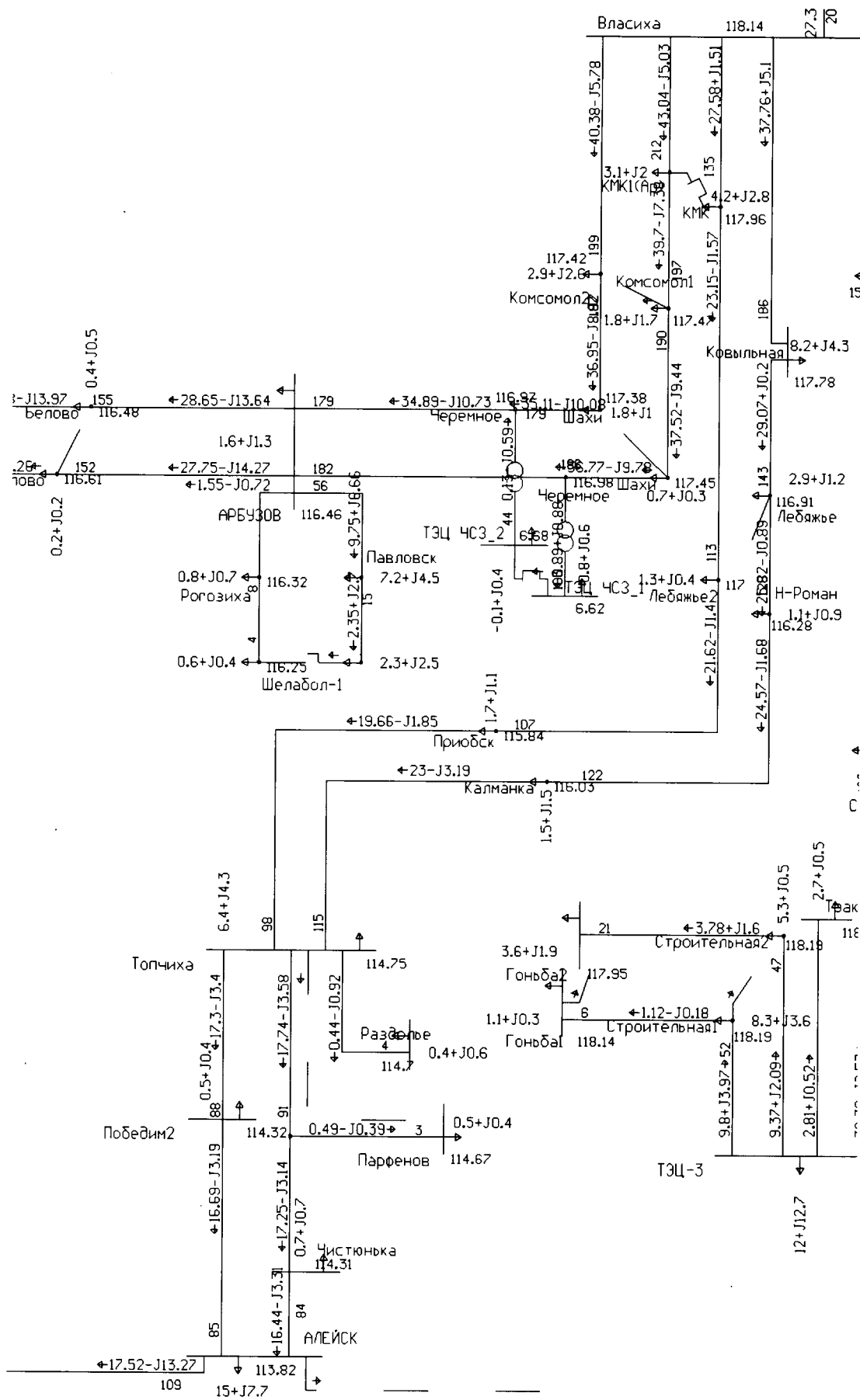


Рисунок 89 – Зимний минимум 2024 года. Отключение ВЛ АО-155

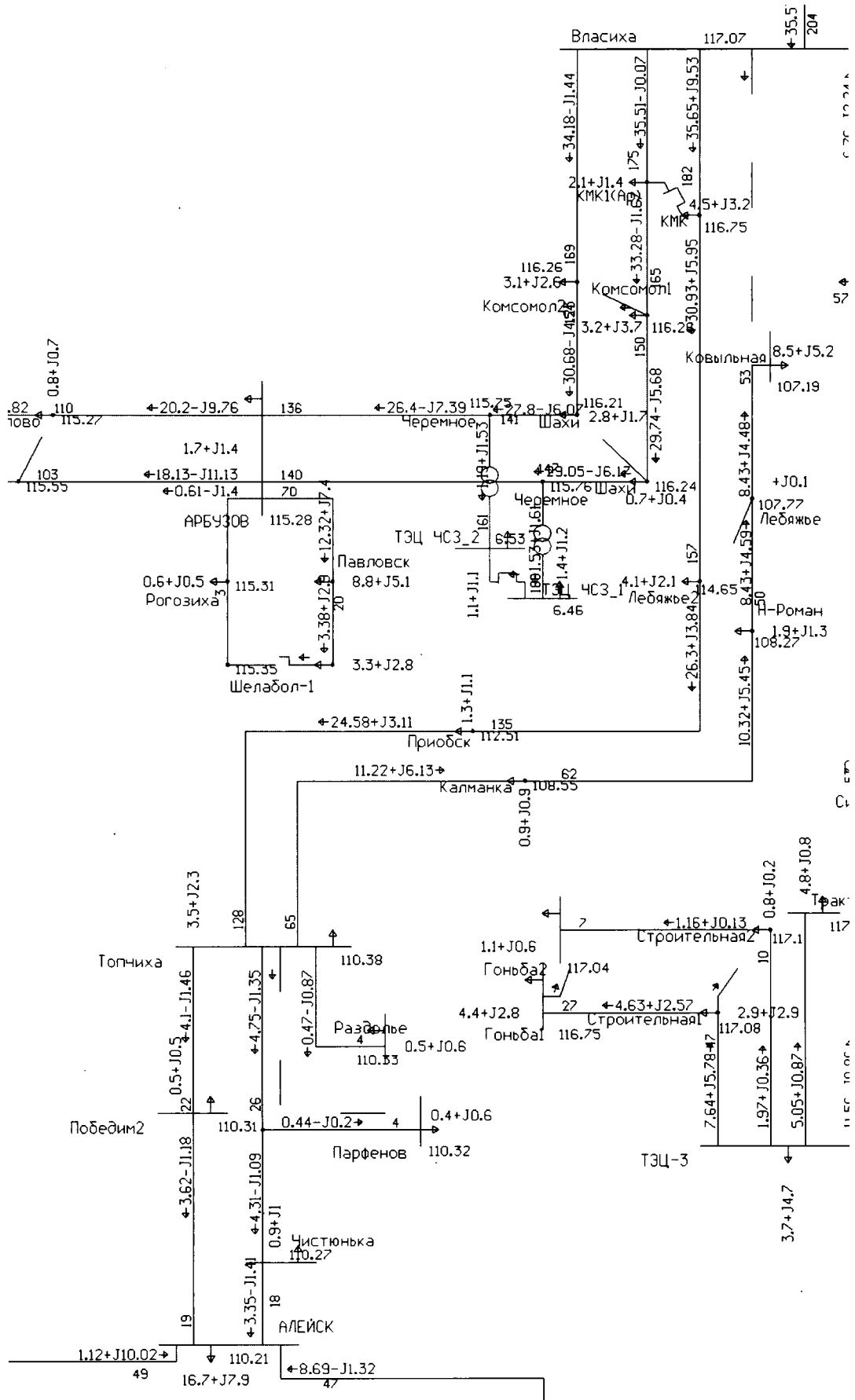


Рисунок 94 – Летний максимум 2024 года.
Отключение КВЛ Власиха – Ковыльня

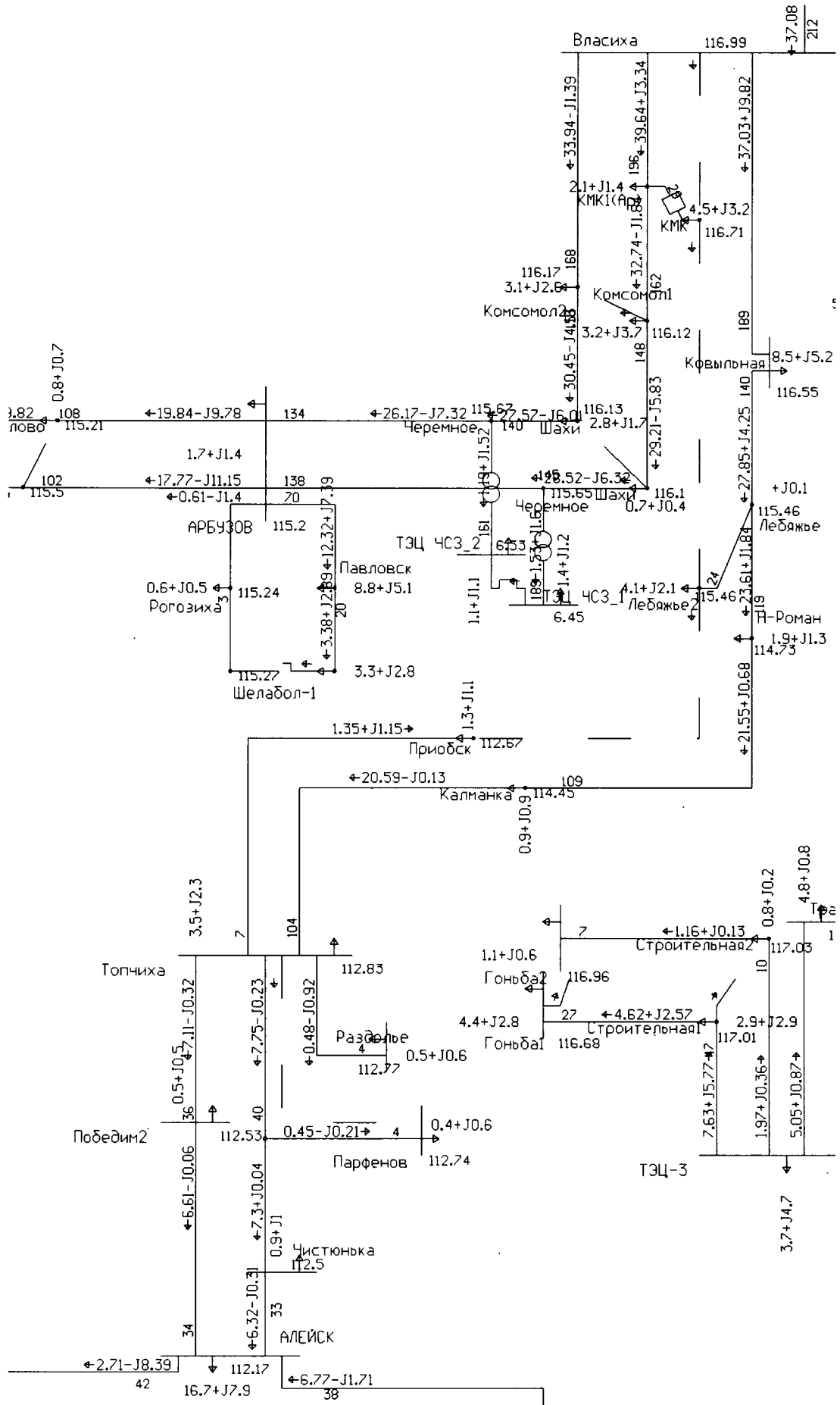


Рисунок 95 – Летний максимум 2024 года. Отключение КВЛ ВП-52

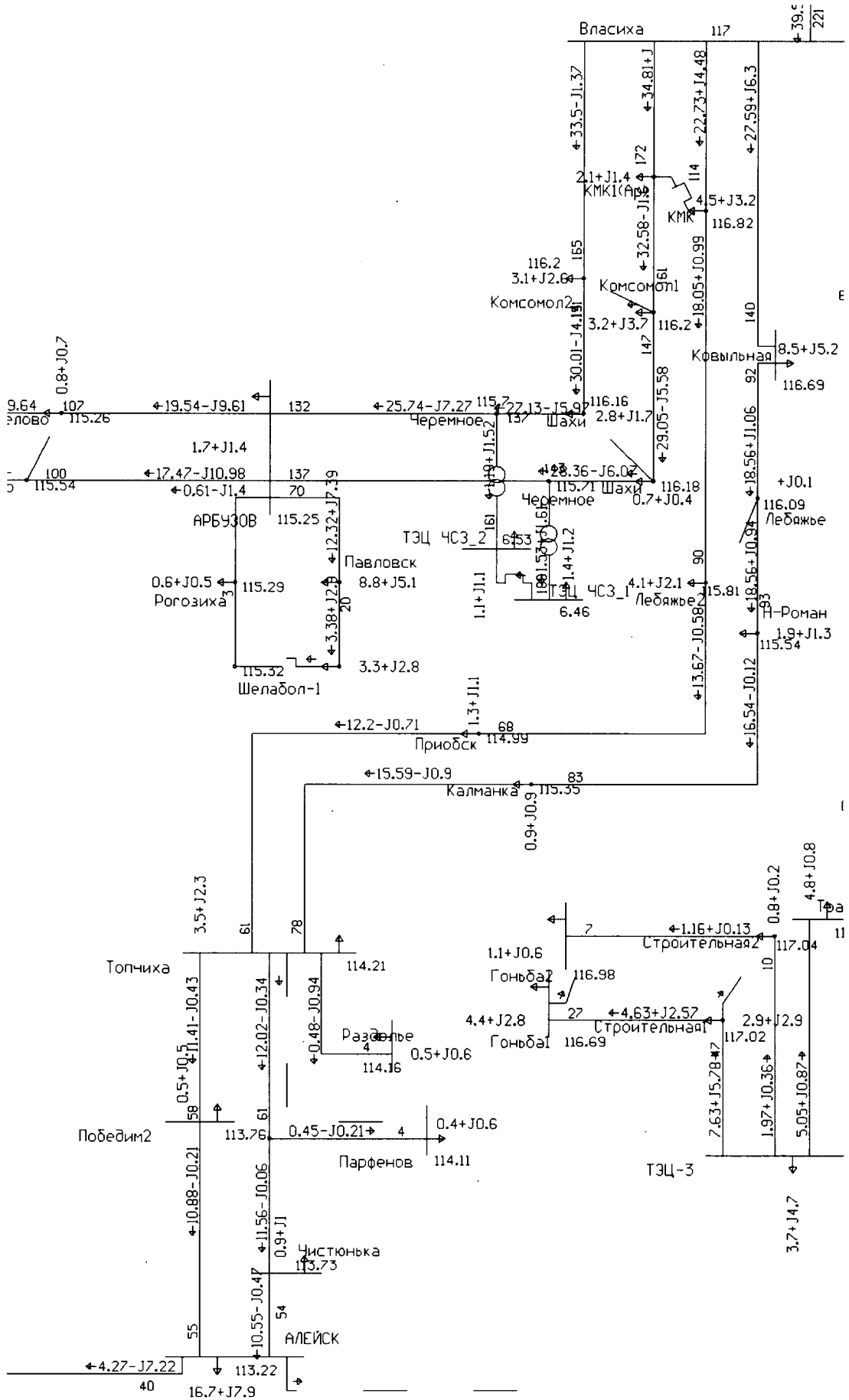


Рисунок 96 – Летний максимум 2024 года. Отключение ВЛ АО-155

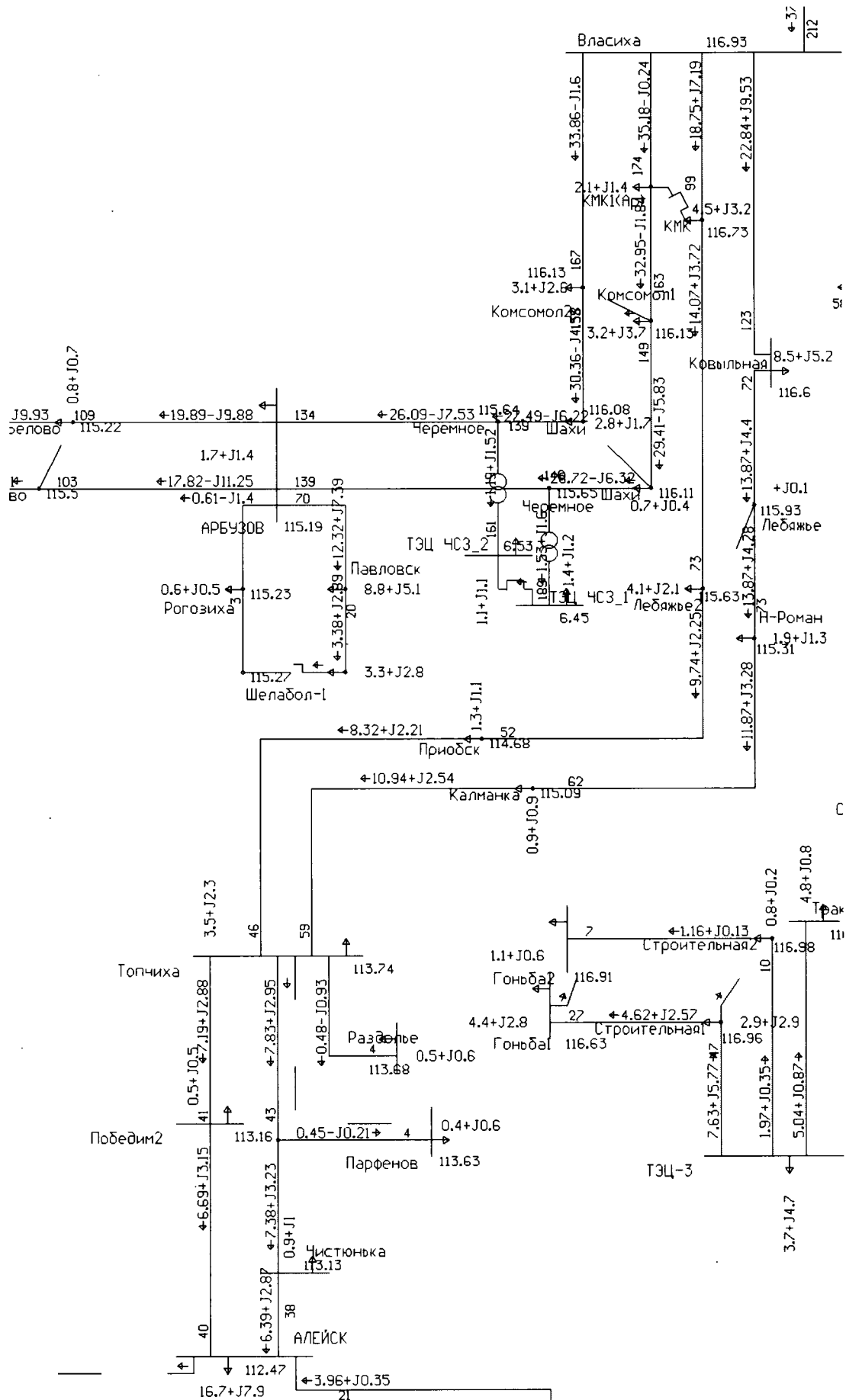


Рисунок 97 – Летний максимум 2024 года. Отключение ВЛ КА-421

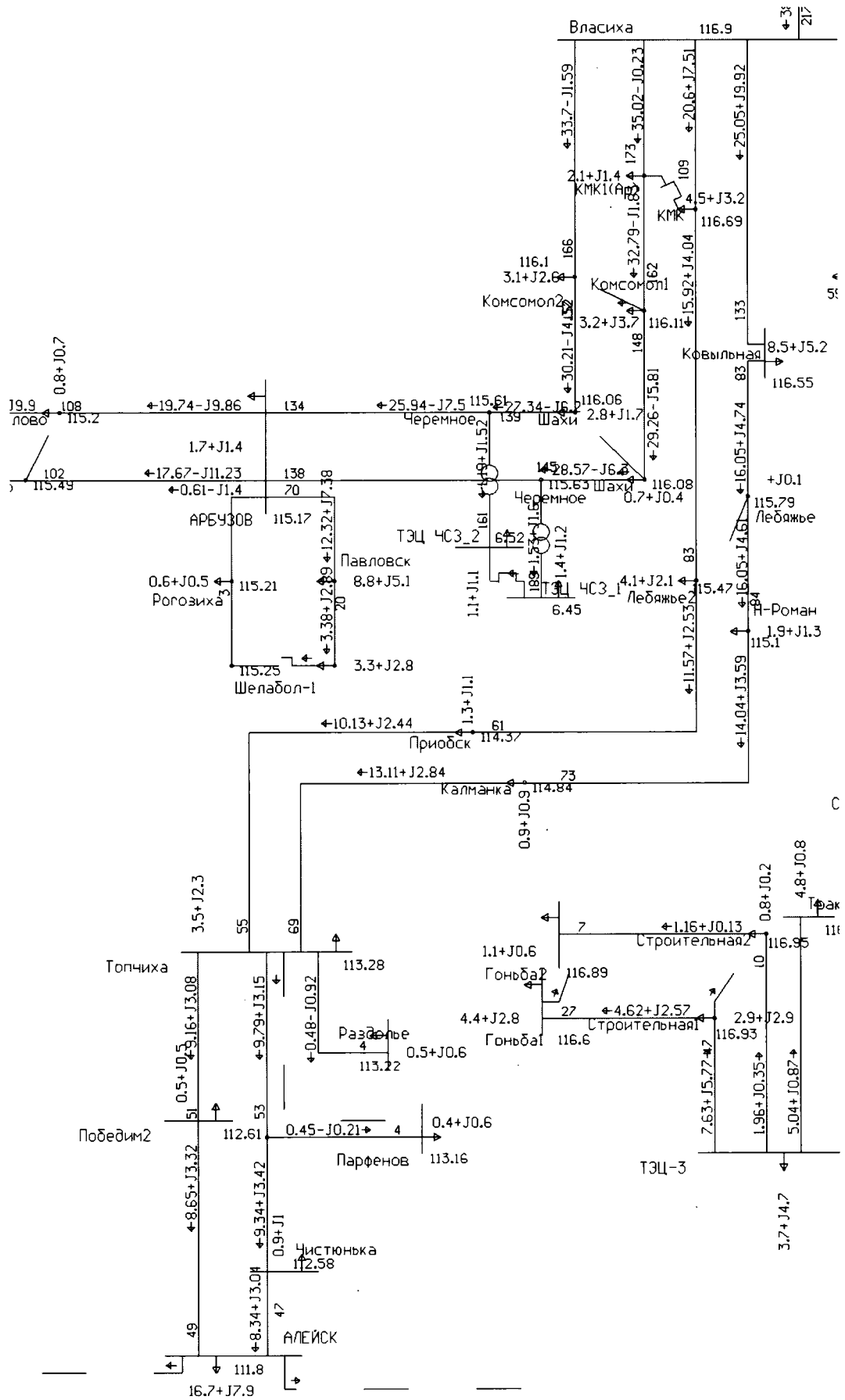


Рисунок 98 – Летний максимум 2024 года.
Отключение ВЛ КА-421 и ВЛ АО-155

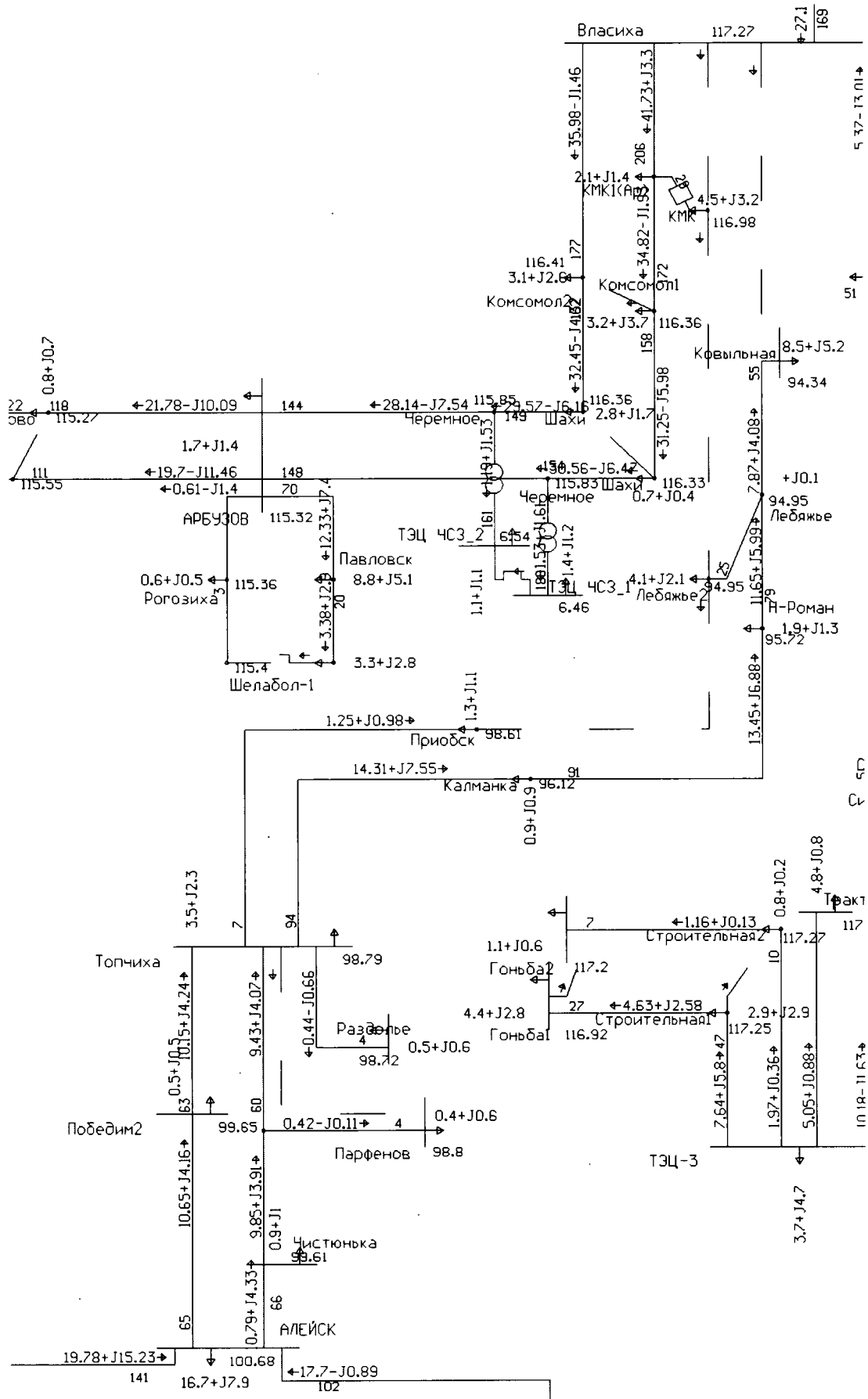


Рисунок 99 – Летний максимум 2024 года.
Отключение КВЛ Власиха – Ковыльная и КВЛ ВП-52

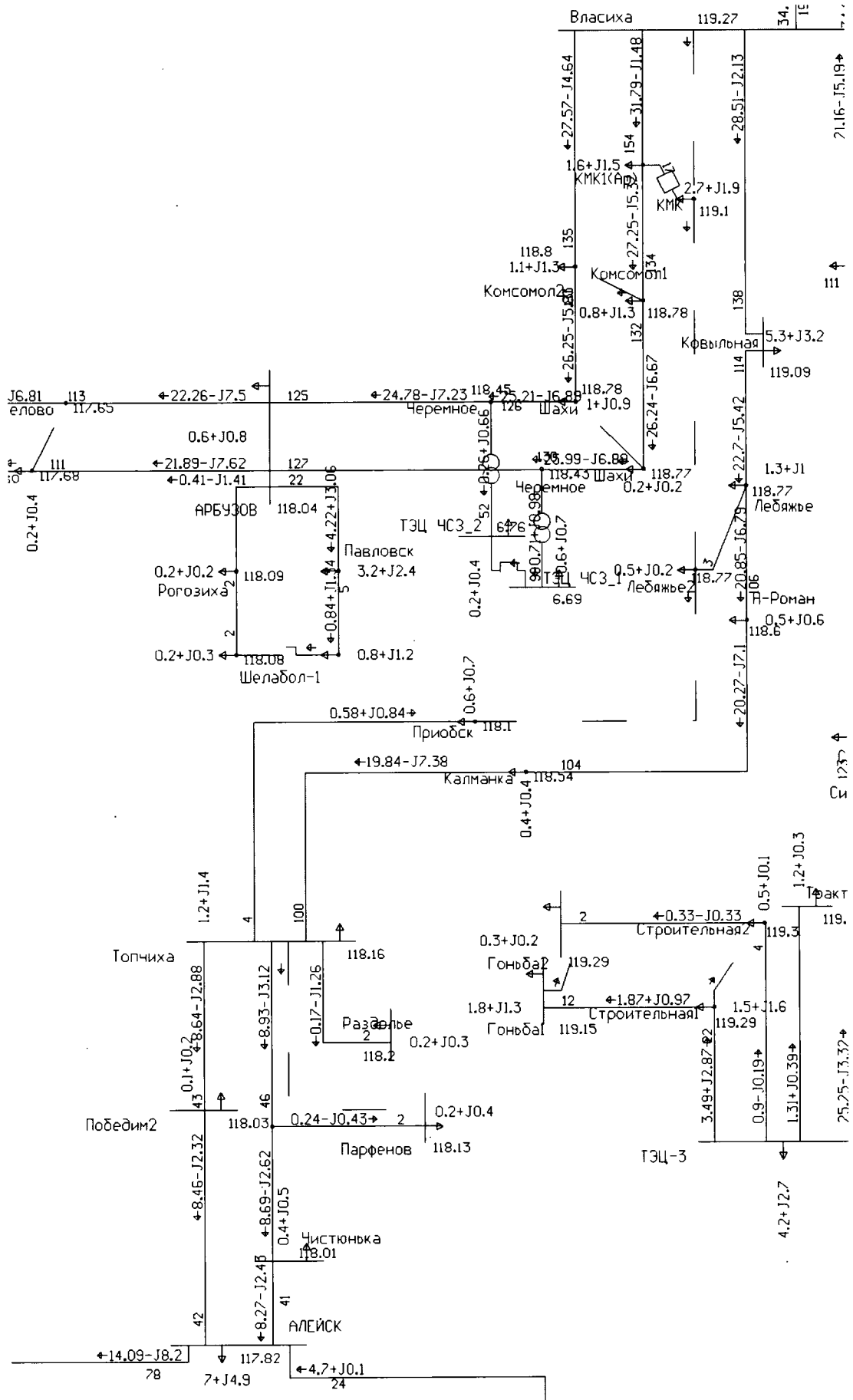


Рисунок 102 – Летний минимум 2024 года. Отключение КВЛ ВП-52

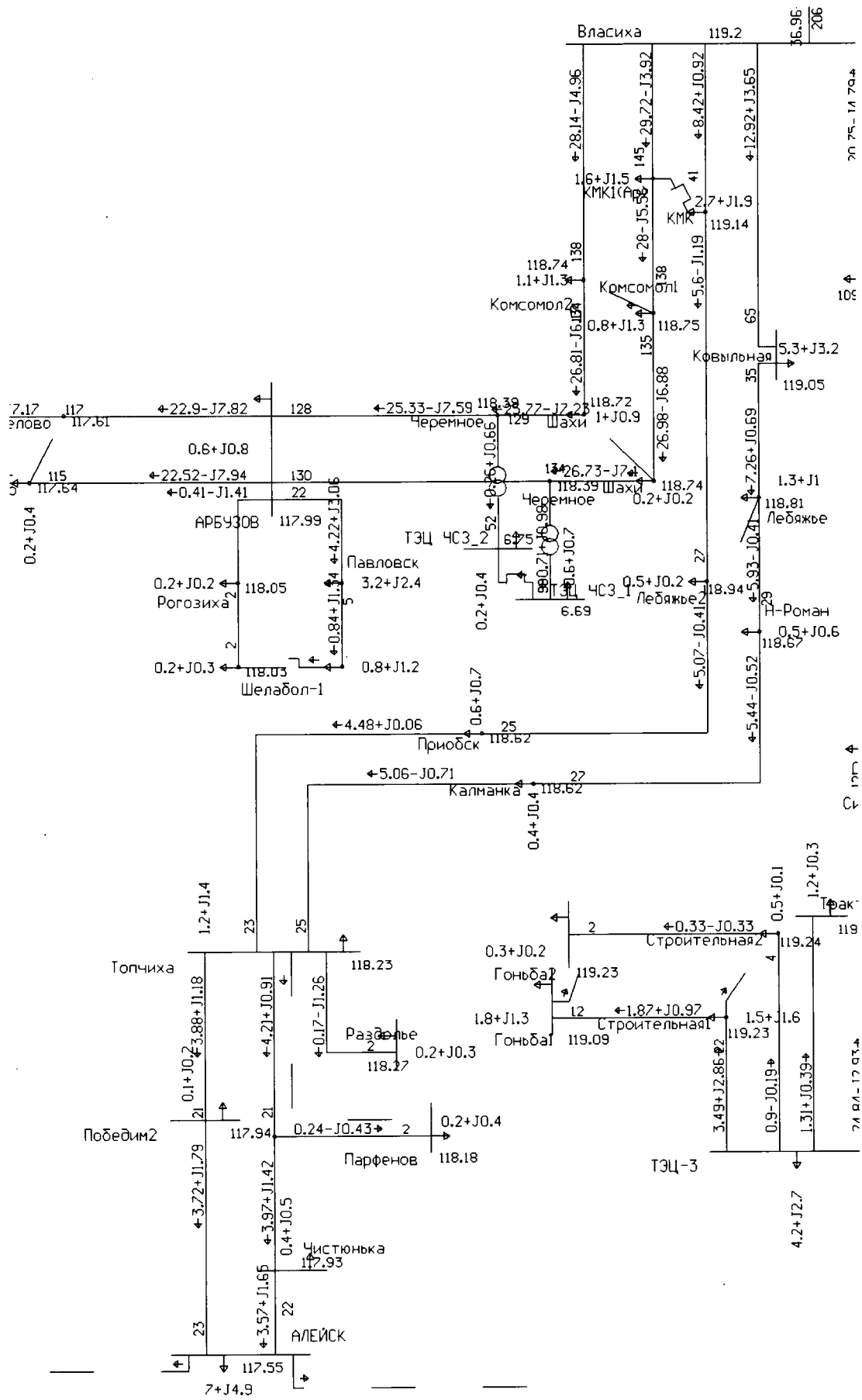


Рисунок 105 – Летний минимум 2024 года.
Отключение ВЛ КА-421 и ВЛ АО-155

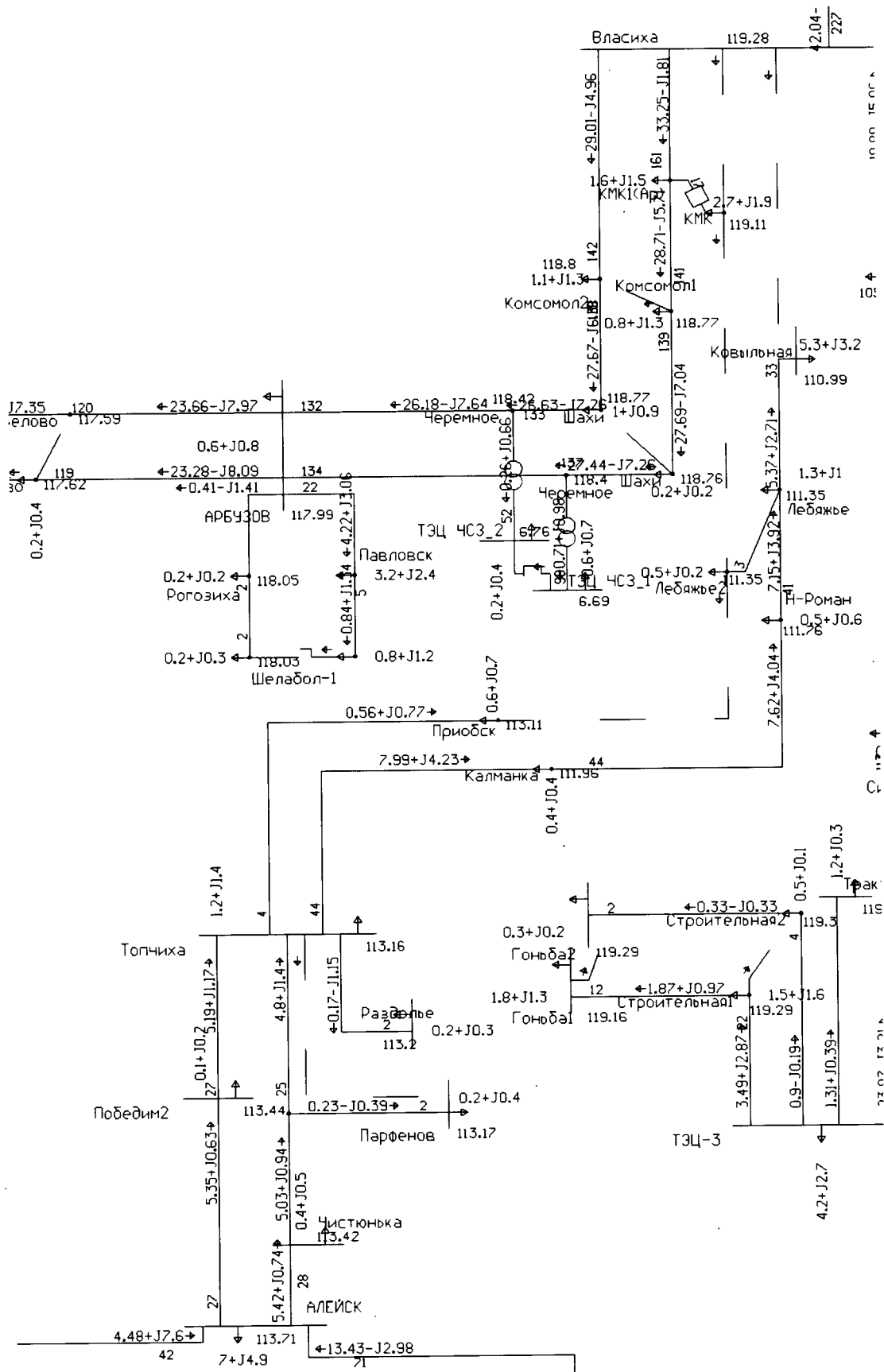


Рисунок 106 – Летний минимум 2024 года.
Отключение КВЛ Власиха – Ковыльня и КВЛ ВП-52