УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА АЛТАЙСКОГО КРАЯ

Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2023–2027 годы

Во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» п о с т а н о в л я ю:

1. Утвердить схему и программу «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2023–2027 годы (приложение).

2. Указ Губернатора Алтайского края от 26.04.2021 № 64 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2022–2026 годы» признать утратившим силу.

3. Настоящий указ вступает в силу с 01.01.2023.

Губернатор Алтайского края В.П. Томенко

г. Барнаул
29 апреля 2022 года
№ 62

ГУБЕРНАТОР АЛТАЙСКОГО КРАЯ
для документов
3

ПРИЛОЖЕНИЕ

УТВЕРЖДЕНЫ
указом Губернатора
Алтайского края
от 29.04. 2022 № 62

СХЕМА И ПРОГРАММА
«Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2023–2027 годы
ТОМ I

I. Введение

Основанием для разработки схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2023–2027годы (далее – Схема и программа, СиПР Алтайского края на 2023–2027 годы) являются:

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

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

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

Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетическойэффективности 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»;

приказ Министерства энергетики Рооссийской Федерации от 26.02.2021 № 88 «Об утверждении Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы»;

проект Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 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 2027 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 Рооссийской Федерации от 26.02.2021 № 88 «Об утверждении Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы»;

законом Алтайского края от 06.09.2021 № 86-ЗС «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Алтайского края до 2035 года»;

указом Губернатора Алтайского края от 26.04.2021 № 64 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2022–2026 годы»;

постановлением Администрации Алтайского края от 30.11.2015 № 485 «Об утверждении схемы территориального планирования Алтайского края»;

постановлением Администрации Алтайского края от 12.11.2015 № 461 «Об утверждении схемы территориального планирования Барнаульской агломерации»;

документами территориального планирования муниципальных образований Алтайского края;

годовыми отчетами филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» ОДУ Сибири за 2020–2021 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-369пр, 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 (далее – ВРП) существенно преобладают доли промышленности, сельского хозяйства,

торговли. Эти виды деятельности формируют около 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 (котло-, вагоно-, дизелестроение, сельхозмашиностроение, производство электрооборудования), кокса, а также химическое, фармацевтическое производство, производство резиновых и пластмассовых изделий. Развитию промышленности способствует не только инвестиционная деятельность предприятий, но и государственная поддержка, оказываемая как напрямую бизнесу (субсидирование затрат, льготное налогообложение, механизмы лизинга и деятельность Фонда развития Алтайского края), так и косвенно, через развитие инженерной инфраструктуры. По итогам января-декабря 2021 года индекс промышленного производства в Алтайском крае составил 101,7 % (по России – 105,3 %).

Алтайский край является крупнейшим производителем экологически чистого продовольствия в России. По итогам января–декабря 2021 года в регионе произведено более 27 % общероссийского объема крупы, в том числе 56,9 % крупы гречневой; 42,8 % крупы овсяной; 24,4 % крупы перловой; 11,8 % сыворотки сухой; 10,8 % сыров; около 10,6 % муки из зерновых культур, овощных и других растительных культур; 8,5 % макаронных изделий; 7,5 % 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.

По итогам уборочной кампании 2021 года валовой сбор зерна составил порядка 5,6 млн. тонн в весе после доработки, что на 1,6 млн. тонн больше 2020 года, это наивысший результат за последние 12 лет. Рекордное производство зерна в объеме 5,6 млн. тонн было в 2009 году, однако при этом площадь сева зерновых была больше на 590 тысяч гектаров (3,8 млн. га). Урожайность зерновых культур достигла 17,3 центнера с га.

По объему производства продуктов животноводства среди субъектов Российской Федерации Алтайский край традиционно занимает высокие позиции. Регион – один из крупнейших производителей говядины в России, по объемам ее производства среди регионов он занимает шестое место. В рейтинге субъектов Российской Федерации по итогам января–декабря 2021 года по поголовью крупного рогатого скота во всех категориях хозяйств регион занимает четвертое место, коров – 5-е место, по поголовью свиней – 17-е место.

Оборот розничной торговли в крае по итогам января–декабря 2021 года составил 397,8 млрд. рублей, индекс физического объема – 102,4 %.

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 Р-256, А-321, А-322. Суммарная длина автомобильных дорог общего пользования составляет 54,3 тыс. км, по этому показателю регион занимает 1-е место в Российской Федерации. 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 порядка 80 % всех населенных пунктов Алтайского края. Электротранспорт работает в городах Барнаул, Бийск и Рубцовск.

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 2021 года составляла 1568 км. Преобладают магистрали федерального значения, использующиеся 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. Камень-на-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 ежесуточно свыше 4500 вагонов различных направлений.

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

международным направлениям (в 2021 году полеты были приостановлены).

Жилищный фонд за последнее пятилетие интенсивно развивался. Общая площадь жилых помещений в регионе на начало 2021 года составила 58,1 млн. кв. м, в том числе 31,4 млн кв. м – городской жилищный фонд.

Алтайский край обладает существенным рекреационным потенциалом и входит в десятку туристически привлекательных регионов России. 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 размещения санаторно-курортных комплексов, и является одним из крупнейших в России центров индустрии здоровья.

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

Таким образом, существуют предпосылки для развития электроэнергетики на перспективу 2023–2027 годов.

III. Анализ существующего состояния электроэнергетики Алтайского края за 2017–2021 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 по состоянию на 01.01.2022

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.

Внешнее электроснабжение Барнаульского энергорайона осуществляется от подстанции (далее – 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 500/230/11кВ.

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.

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

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.

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 31.12.2021 составляет 1582,309 МВт, а выработка электроэнергии – 56,9 % от общего потребления.

Основным производителем электрической и тепловой энергии в Алтайском крае является группа компаний, управляемая ООО «Сибирская

генерирующая компания» (далее – группа СГК), представленная организацией АО «Барнаульская генерация», генерирующим активом которой являются Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Бийская ТЭЦ- 1, Южная тепловая станция. Передача, распределение, реализация тепловой энергии выполняется следующими филиалами АО «Барнаульская генерация»: «Барнаульская теплосетевая компания», «Барнаульская тепломагистральная компания», «Бийскэнерготеплотранзит». Суммарная установленная мощность объектов генерации этих организаций на 31.12.2021 составляет: электрическая – 1281,209 МВт, тепловая – 4010,5 Гкал/ч. Группа СГК располагает генерирующими мощностями также в Республике Хакасия и Республике Тыва, Красноярском крае, Кемеровской и Новосибирской областях.

Кроме предприятий группы СГК деятельность по производству тепловой и электрической энергии на территории Алтайского края осуществляют АО «Алтай-Кокс», ОАО «Кучуксульфат», МУП «ЯТЭК», ОАО «Черемновский сахарный завод».

АО «Барнаульская генерация» (Барнаульская ТЭЦ-2)

Основные виды деятельности: производство электрической и тепловой энергии; продажа и покупка электрической энергии и мощности, тепловой энергии; передача и распределение тепловой энергии; распределение воды.

Барнаульская ТЭЦ-2 расположена в Октябрьском районе г. Барнаула. Объект снабжает электрической и тепловой энергией жилищно-коммунальный сектор и ряд промышленных предприятий города.

Установленная мощность Барнаульской ТЭЦ-2 на 31.12.2021 составляет: 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.

Филиал АО «Барнаульская генерация» – «Барнаульская ТЭЦ-3»

Барнаульская ТЭЦ-3 расположена 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 31.12.2021 составляет: электрическая – 445,0 МВт, тепловая – 1450,0 Гкал/ч. Станция работает на буром угле. На газ переведены 4 из 7 водогрейных котла.

Передача, распределение, реализация тепловой энергии от станций и муниципальных котельных потребителям, а также производство тепловой энергии на муниципальных локальных котельных выполняется Филиалом АО «Барнаульская генерация» – «Барнаульская теплосетевая компания» и «Барнаульская тепломагистральная компания» (далее – БТСК). Установленная тепловая мощность котельных БТСК на 01.01.2022 составляет 587,108 Гкал/ч. Основные виды топлива: уголь, природный газ.

Филиал АО «Барнаульская генерация» – «Бийскэнерго»

Бийская ТЭЦ-1 расположена в г. Бийске. Установленная мощность ТЭЦ на 31.12.2021 составляет: электрическая – 529,7 МВт, тепловая –

1085,5 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 «Барнаульская генрация» – «БийскэнергоТеплоТранзит».

Филиал АО «Барнаульская генерация» – «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»

Южная тепловая станция (далее – ЮТС) расположена в г. Рубцовске. Дата ввода в эксплуатацию ЮТС – 01.01.2020. Установленная тепловая мощность станции составляет 327,0 Гкал/ч., установленная электрическая мощность – 6,0 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 31.12.2021 составляет: электрическая – 200,0 МВт, тепловая – 1321,0 Гкал/ч, в том числе турбо агрегатов – 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, 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 31.12.2021 составляет: электрическая – 18,0 МВт, тепловая – 174,9 Гкал/ч, в том числе турбоагрегатов – 125,0 Гкал/ч. В качестве топлива на ТЭЦ используются уголь каменный, мазут топочный.

МУП «ЯТЭК»

Организация находится в г. Яровое, осуществляет производственную деятельность в сфере теплоэлектроэнергетики в режиме комбинированной выработки, водоснабжения и водоотведения, обеспечивает энергоресурсами потребителей г. Яровое. ТЭЦ находится в муниципальной собственности.

Установленная мощность ТЭЦ на 31.12.2021 составляет: электрическая – 24,0 МВт, тепловая – 150,0 Гкал/ч. В качестве основного топлива на ТЭЦ используется каменный уголь, в качестве растопочного топлива – мазут.

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 Павловского района. Установленная мощность станции по состоянию на 31.12.2021 составляет:

электрическая – 7,5 МВт, тепловая – 78,0 Гкал/ч, в том числе турбоагрегатов – 56,0 Гкал/ч. Основное топливо ТЭЦ – природный газ.

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 – Барнаульская ГТ-ТЭЦ). Установленная мощность станции на 31.12.2021 составляет: электрическая – 36,0 МВт, тепловая – 80,0 Гкал/ч. Основное топливо ТЭЦ – природный газ. По состоянию на 2021 год к тепловым сетям города Барнаульская ГТ-ТЭЦ не подключена (котлы-утилизаторы для выдачи тепловой мощности законсервированы), при этом предусмотрена возможность обеспечения резерва системы теплоснабжения города.

Кроме объекутов указанных организаций на территории г. Белокуриха находится объект – газопоршневая ТЭС ООО «ПрогрессАгроПром», расположенный на одной площадке с центральной котельной г. Белокуриха, обеспечивающей теплоснабжение потребителей города (АО «Теплоцентраль Белокуриха»). ТЭС ООО «ПрогрессАгроПром» отпускает электрическую энергию в объемах, определяемых ОАО «СО ЕЭС», в часы максимума суточных нагрузок. Тепловая энергия не используется по причине отсутствия схемы выдачи тепловой мощности в контур тепловых сетей центральной котельной города. В состав генерирующих мощностей АО «Теплоцентраль Белокуриха» входят две котельные – центральная котельная и котельная хозяйственной зоны. Установленная тепловая мощность на 31.12.2021 центральной котельной составляет 100,0 Гкал/ч, котельной хозяйственной зоны – 12,0 Гкал/ч. В качестве топлива используются каменный уголь, природный газ.

3.1.3. Основные электросетевые компании

На территории Алтайского края осуществляют деятельность следующие 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 – филиал «Алтайэнерго»);

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

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

ООО «Заринская сетевая компания»;

ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»;

ООО «Регион-Энерго»;

ООО «Энергия-Транзит»;

Муниципальное унитарное многоотраслевое коммунальное предприятие (далее – МУМКП);

филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»;

ООО «Алтайская электросетевая компания».

ООО «ТСО «Сибирь».

ЗСП МЭС

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии. В зону эксплуатационной ответственности ЗСП МЭС входят Алтайский край, Омская область и Новосибирской области. В Алтайском крае предприятие осуществляет деятельность по эксплуатации линий электропередачи классов напряжения 10–1150 кВ и ПС 220–1150 кВ, отнесенных к Единой национальной электрической сети России.

Основные технические характеристики ВЛ по территории Алтайского края по состоянию на 01.01.2022:

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 трансформаторной мощностью 32,0 МВА.

Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению

Организация эксплуатирует расположенные в Алтайском крае электросетевые объекты ОАО «РЖД», имеет статус территориальной сетевой организации. Основные технические характеристики по состоянию на 01.01.2022:

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.

Филиал «Алтайэнерго»

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. В составе филиала «Алтайэнерго» 7 производственных отделений:

Белокурихинские электрические сети (г. Белокуриха);

Восточные электрические сети (г. Бийск);

Западные электрические сети (г. Рубцовск);

Кулундинскиеэлектрические 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 по состоянию на 01.01.2022:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 55653,48 км, в том числе ВЛ (КВЛ) – 55329,81км, КЛ – 323,66 км, включая:

ВЛ (КВЛ) 110 кВ – 7241,66 км;

КЛ 110 кВ – 0,36 км;

ВЛ 35 кВ – 3825,00 км;

КЛ 35 кВ – 12,72 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 44263,15 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 310,58 км.

В эксплуатации находится 12258 ПС 0,4–110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 6747,20 МВА, в том числе:

186 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 3924,5 МВА.

138 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 853,6 МВА (увеличение мощности на 12 МВА обусловлено заменой двух трансформаторов по 4 МВА на два по 10 МВА на ПС «Санниковская»);

11934 ПС 0,4–110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1970,10 МВА.

АО «СКАлтайкрайэнерго»

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 по соостоянию на 01.01.2022:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 9022,2 км, в том числе: ВЛ – 7530,4 км, КЛ – 1491,8 км, включая:

ВЛ 20-35 кВ – 64,7 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 7465,7 км;

КЛ 20 кВ – 0,2 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 1491,6 км.

В эксплуатации находится 3468 ПС 0,4–110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1166,78 МВА, в том числе:

1 ПС 110 кВ трансформаторной мощностью 6,3 МВА;

5 ПС и 2 ТП-35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 48,95 МВА;

3460 РП/ТП 0,4-20 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1111,53 МВА.

ООО «БСК»

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. Зона обслуживания организации – г. Барнаул и ряд пригородных населенных пунктов.

Основные технические характеристики по состоянию на 01.01.2022:

протяженность ВЛ и КЛ классов напряжения 0,4–110 кВ по цепям составляет 3434,42 км, в том числе ВЛ 110 кВ – 2,45 км.

В эксплуатации находится оборудование общей трансформаторной мощностью 1138,03 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;

1213 комплектных трансформаторных ПС 0,4–6–10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 909,23 МВА.

ООО «Заринская сетевая компания»

Организация осуществляет деятельностьпо передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. Зона деятельности организации – города Заринск, Яровое, Бийск, Новоалтайска, поселки Кытманово, Тогул, Залесово, Тягун, Голуха, ст. Аламбай Заринского района, ряд поселков Первомайского района.

Основные технические характеристики по состоянию на 01.01.2022:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 1106,3 км, в том числе:

ВЛ – 857,43 км, КЛ – 248,87 км, включая:

ВЛ 35 кВ – 3,53 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 853,90 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 248,87 км.

В эксплуатации находится оборудование общей трансформаторной мощностью 271,58 МВА, в том числе:

2 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 72,0 МВА;

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

409 ПС 0,4–10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 145,58 МВА.

ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»

Организация осуществляет деятельностьпо передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой

организации. Зона деятельности компании – города Барнаул и Славгород, а также Немецкий и Павловский районы края.

Основные технические характеристики по состоянию на 01.01.2022:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 428,52 км, в том числе ВЛ – 422,72 км, КЛ – 5,80 км, включая:

ВЛ 110 кВ – 11,58 км;

ВЛ 35 кВ – 28,04 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 383,11км;

КЛ 0,4-10 кВ – 5,8 км.

В эксплуатации находится 169 ПС 0,4–110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 376,13МВА, в том числе:

4 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 280,53 МВА;

1 ПС 35 кВ трансформаторной мощностью 50,0 МВА;

164 ПС 0,4–10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 45,60 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 по состоянию на 01.01.2022:

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 по состоянию на 01.01.2022:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 166,86 км, в том числе ВЛ – 4,16 км, КЛ – 162,70 км, включая:

ВЛ 110 кВ – 2,52 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 1,64км;

КЛ 0,4-10 кВ – 162,7км.

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;

68 ПС 6–10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 118,44 МВА.

МУМКП

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

организации. Зона деятельности компании – ЗАТО Сибирский Алтайского края. Основные технические характеристики по состоянию на 01.01.2022:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 106,39км, в том числе КЛ – 106,39км, включая:

КЛ 0,4 кВ – 56,67км;

КЛ 10 кВ – 49,72 км.

В эксплуатации находится 30 ТП 10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 26,72МВА.

Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. Зона деятельности компании: ЗАТО Сибирский, воинские части и другие военные объекты на территории Алтайского края.

Основные технические характеристики по состоянию на 01.01.2022:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 536,71 км, в том числе:

ВЛ – 107,74 км, КЛ – 428,97 км, включая:

ВЛ 35 кВ – 2 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 105,74 км;

КЛ 0,4-10 кВ –428,97км.

В эксплуатации филиала находится 124 ПС 0,4-35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 86,073 МВА, в том числе:

4 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 7,0 МВА;

121 ПС 6-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 70,55 МВА.

ООО «Алтайская электросетевая компания»

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. Зона деятельности компании: г. Барнаул, с. Михайловка, станции связи федерального сотового оператора.

Основные технические характеристики на 01.01.2022:

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.

ООО «ТСО «Сибирь»

Организация осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, имеет статус территориальной сетевой организации. Зона деятельности – города Барнаул (включая пригороды), Новоалтайск, Бийск, Рубцовск, Яровое, п. Санниково, с. Волчиха, с. Троицкое, с. Целинное, с. Косиха, р.п. Благовещенка, а также населенные пункты Шипуновского и Тальменскиого районов. По состоянию

на 01.01.2022 на территории Алтайского края организаиця имеет в своем распоряжении следующие электросетевые объекты: ВЛ 0,4-10 кВ – 10,98 км; КЛ 0,4-10 кВ – 19,56 км, 53 ТП 6-10 кВ суммарной мощностью 16547 кВА.

Кроме перечисленных организаций на территории Алтайского края электросетевые объекты эксплуатируют иные субъекты электроэнергетики, не имеющие статуса территориальной сетевой организации.

3.1.4. Электросбытовые компании

В Алтайском крае по состоянию на 01.01.2022 на оптовом и розничных рынках осуществляют деятельность 19 сбытовых компаний, 4 из которых имеют стсатус гарантирующего поставщика электрической энергии:

АО «Алтайэнергосбыт» – гарантирующий поставщик;

АО «Алтайкрайэнерго» – гарантирующий поставщик;

АО «Барнаульская горэлектросеть» – гарантирующий поставщик;

ООО «Заринская городская электрическая сеть» – гарантирующий поставщик;

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»;

ООО «АЭС»;

ООО «МТС «ЭНЕРГО»;

ООО «Русэнергоресурс»;

АО «ЭСК РусГидро».

АО «Алтайэнергосбыт»

Организация входит в группу компаний ПАО «Интер РАО», 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»

Организация осуществляет деятельность в 90 населенных пунктах края, имеет 9 филиалов: Алейские МЭС, Белокурихинские МЭС, Бийские МЭС, Змеиногорские МЭС, Каменские МЭС, Кулундинские МЭС, Новоалтайские МЭС, Славгородские МЭС, Рубцовские МЭС. Организация является субъектом ОРЭМ.

АО «Барнаульская горэлектросеть»

Организация обслуживает г. Барнаул и пригородные населенные пункты, является субъектом ОРЭМ.

ООО «Заринская городская электрическая сеть» (далее – ООО «Заринская горэлектросеть»).

Организация обслуживает потребителей г. Заринска, станции Голуха, Тягун и Аламбай Заринского района, а также районные центры Кытманово, Залесово и Тогул, 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 2017–2021 годов.

Общий объем электропотребления за 2021 год увеличился по сравнению с 2017 годом на 0,26 % и составил 10249,2 млн. кВт·ч.

По данным Алтайкрайстата, в 2017–2021 годах доминировали две основные группы потребителей: население, доля которого в общем электропотреблении в 2021 году составила 40,5 %, и обрабатывающие производства, доля которых в общем электропотреблении – 31 %.

Доля собственного электропотребления энергокомпаниями в Алтайском крае в 2021 году составила 11,5 %, а потери в электросетях общего пользования – 3,3 %.

Таблица 1

Динамика электропотребления в Алтайском крае в период 2017–2021 годов

Показатель	Годы				
	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление, млн. кВт·ч	10222,7	10248,5	10067,8	9848,9	10249,2
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	-73,1	25,8	-180,7	-218,9	400,3
Среднегодовые темпы прироста, %	-0,7	0,3	-1,8	-2,2	4,1

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

В 2021 году из 10249,2 млн. кВт·ч, потребленных в Алтайском крае потребителями, 7058,92 млн. кВт·ч, то есть 68,9 %, было получено от трех энергосбытовых компаний.

Таблица 2

Динамика покупки на ОРЭМ объемов электрической энергии и мощности в период 2020–2021 годов основными энергосбытовыми компаниями (по данным компаний)

Наименование покупателя – г/п	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч		Максимум потребления мощности, МВт	
		2020 год	2021 год	2020 год	2021 год
АО «Алтайэнергосбыт»	покупка и реализация электроэнергии	3611,594	3712,215	633,710	630,542
АО «Алтайкрайэнерго»	покупка и реализация электроэнергии	1620,53	1640,560	317,045	304,360
АО «Барнаульская горэлектросеть»	покупка и реализация электроэнергии	1549,399	1586,792	254,360	278,508
ООО «Заринская горэлектросеть»	покупка и реализация электроэнергии	118,059	119,349	17,850	17,580

Среди конечных потребителей самым крупным потребителем электрической энергии в регионе является Западно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД». К крупным потребителям электрической энергии относятся промышленные предприятия, в отм числе 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 2017–2021годов (по данным компаний)

№ п/п	Наименование потребителя	Годовое электропотребление, млн. кВтч					Максимум нагрузки, МВт				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Всего по Алтайскому краю (по данным Новосибирского РДУ)		10222,72	10248,54	10067,83	9848,88	10249,21	1779,80	1808,22	1711,82	1665,83	1706,16
1	ЗСЖД – филиал ОАО «РЖД»	804,30	823,10	818,50	741,32	885,299	164,90	160,10	158,90	148,50	163,00
2	ООО «РН-Энерго»	246,80	280,21	297,37	257,47	257,65	23,12	21,12	26,47	25,87	22,65
3	АО «Алтай-Кокс»	168,50	175,40	127,40	121,80	124,87	53,20	54,30	53,40	52,80	52,90
4	АО «Алтайвагон»	0,00	0,00	0,00	40,70	42,30	0,00	0,00	0,00	7,00	7,00
5	ООО «Русэнергосбыт»	105,22	105,69	101,36	79,82	115,45	15,59	16,62	14,92	11,38	18,85
6	Филиала АО «Барнаульская генерация «БТСК»	67,5	62,4	61,25	63,04	68,2	12,15	11,8	12,4	13,5	16,3
7	ОАО «Кучуксульфат»	58,20	58,70	64,32	65,17	59,78	6,60	6,70	6,50	6,70	7,00
8	ООО «Энергия Маркет»	53,18	47,16	50,69	49,02	62,21	4,18	2,43	1,98	2,01	4,64
9	ООО «Барнаульский водоканал»	21,70	22,80	20,96	46,43	45,38	2,00	2,80	2,80	8,04	8,10
10	ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»	56,41	55,02	55,48	45,62	63,07	8,22	8,00	7,61	7,52	8,18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	ПАО «Россети Сибирь»	40,29	41,59	40,73	32,56	40,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	МУП «ГОРЭЛЕКТРОТРАНС» Г. БАРНАУЛА	29,95	32,40	30,23	22,88	31,52	6,52	8,87	7,35	7,10	6,68
13	ОАО «Барнаульский пивоваренный завод»	25,17	24,98	24,44	22,62	26,10	3,41	3,88	3,46	3,82	3,99
14	АО «Алтайский бройлер»	22,34	22,02	22,79	21,55	21,33	2,13	1,94	2,20	2,41	2,10
15	ООО «Благо-Барнаул»	13,58	1,89	19,05	21,18	0,47	2,14	2,55	2,50	2,78	0,00
16	МУП Г. БИЙСКА «ВОДОКАНАЛ»	19,11	11,51	18,75	18,64	18,42	2,33	1,41	2,29	2,28	1,30
17	АО «Вимм-Билль-Данн»	16,49	16,34	18,00	17,21	15,44	2,11	2,34	2,42	2,45	2,18
18	АО БМК «МЕЛАНЖИСТ АЛТАЯ»	22,70	22,67	21,82	16,45	21,74	3,96	3,68	3,55	3,03	3,17
19	ООО «Барнаульский завод АТИ»	17,47	18,71	18,36	16,43	16,73	2,92	3,12	3,36	3,28	2,29
20	ФГБУ ЦЖКУ МИНОБОРОНЫ РОССИИ РВСН	0,00	0,00	19,73	16,22	18,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	ЗАО «ЭВАЛАР»	12,74	13,52	15,28	15,72	11,42	2,22	2,30	2,58	3,02	1,87
22	ООО «ГОЛУХИНСКИЙ ЦЕМЕНТ»	0,00	0,00	0,00	15,57	16,30	0,00	0,00	0,00	7,50	7,80
23	АО БПО «Сибприбормаш»	27,40	24,14	18,49	14,99	27,28	2,01	3,66	3,61	4,16	4,39
24	АО «БМК»	12,64	12,84	14,01	14,64	11,52	1,89	1,86	1,88	2,27	1,81
25	ООО «УК СВЕТЛОВА»	0,00	0,00	16,45	14,25	15,58	0,00	0,00	1,30	1,13	1,27
26	ООО «Маркет»	0,00	0,00	0,00	14,10	1,96	0,00	0,00	0,15	3,33	3,48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
27	ФГБУ ЦЖКУ МИНОБОРОНЫ РОССИИ	0,00	0,00	17,44	13,46	16,35	0,00	0,00	1,11	1,11	1,122
28	АО «АЗА»	6,74	8,04	13,59	12,30	7,99	1,84	2,44	3,46	4,56	2,06
29	ООО «Алтайхолод»	13,35	13,33	13,23	13,00	13,48	2,46	2,56	2,42	3,88	5,19
30	АО «ХК БСЗ»	15,28	13,86	12,95	12,69	17,17	4,15	3,83	3,76	3,44	7,18
31	МУП «РУБЦОВСКИЙ ВОДОКАНАЛ»	13,65	14,18	12,13	11,91	8,77	5,85	6,08	0,55	0,52	0,39
32	МУМКП	12,77	12,26	12,02	10,67	18,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33	ООО «ТехСтрой»	12,34	13,95	12,59	10,20	12,70	2,70	3,07	2,83	2,45	2,42
34	ООО «АЛТАЙ-ФОРЕСТ»	6,51	10,30	10,26	9,81	10,02	1,31	1,38	1,41	1,52	1,23
35	ООО «Рубцовский ЛДК»	7,44	9,25	10,72	9,78	6,82	1,52	1,73	1,88	2,08	1,39
36	ООО «СИБЭНЕРГОМАШ-БКЗ»	9,80	11,93	11,11	9,36	8,84	2,65	4,04	3,44	3,23	1,87
37	Филиал АО «Барнаульская генерация» – АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»	13,63	33,58	33,03	34,01	35,65	5,92	6,21	6,22	6,56	6,7

Таблица 4

Перечень основных перспективных потребителей (5 МВт и выше) с указанием заявленной максимальной мощности

№ п/п	Наименование объекта присоединения	Наименование центра питания	Наименование заявителя	Суммарная мощность, МВт
1	ТП 10 кВ (объекты игорной зоны)	ПС 110 кВ Сибирская монета	Управление Алтайского края по развитию туризма и курортной деятельности	24,000
2	ПС 110 кВ Белокуриха (для туристко-рекреацион-ногосубкластера «Белокуриха-2»)	ПС 110 кВ Смоленская	Администрация г. Белокуриха	10,000
3	2 КЛ-10 кВ с ЦРП	ПС 110 кВ Химпром	ФКП «Управление заказчика КС Минобороны РФ»	5,557

3.4. Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края за период 2017–2021 годов

Таблица 5

Динамика изменения собственного максимума потребления мощности Алтайского края за период 2017–2021 годов

Показатель	Годы				
	2017	2018	2019	2020	2021
Максимум потребления мощности, МВт	1779,8	1808,2	1711,8	1665,8	1706,2
Абсолютный прирост/ снижение, МВт	-0,5	28,4	-96,4	-46,0	40,4
Среднегодовые темпы роста/снижения, %	0,0	1,6	-5,3	-2,7	2,4

В период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Алтайского края изменялся, периодически увеличиваясь или уменьшаясь. В 2021 году он составил 1706,2МВт.

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

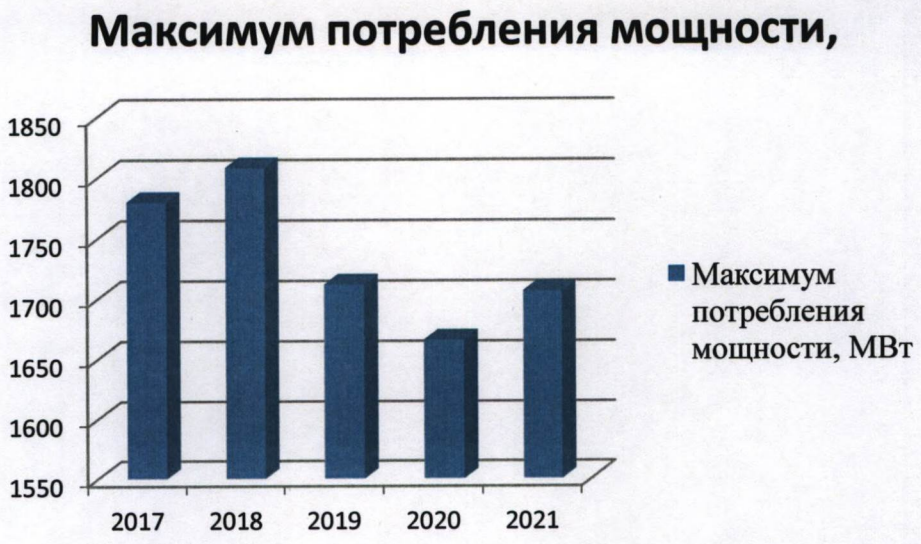


Рисунок 1. Изменение максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края в период 2017–2021 годов, МВт

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 2017–2021 годов (по данным генерирующих компаний и муниципальных образований)

Показатель	Годы				
	2017	2018	2019	2020	2021
Выработано теплоэнергии, тыс. Гкал	10164,3	10626,1	9865,6	9211,1	11361,4
Потреблено теплоэнергии, тыс. Гкал	7852,0	7858,3	7873,0	7350,5	9773,4
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	-2028,9	6,3	14,7	-522,5	2422,9
Среднегодовой темп прироста, %	-20,5	0,08	-7,7	-6,63	32,9
Потери теплоэнергии, тыс. Гкал	2312,3	2767,8	1992,6	1860,6	1588,0

Суммарная мощность источников теплоснабжения в регионе на конец 2020 года составляла 7370,43 Гкал/ч, на конец 2021 года осталась неизменной.

Количество источников теплоснабжения на конец 2021 года составило 2817 единиц, в том числе мощностью до 3 Гкал/ч – 2598 единиц, от 3 до 20 Гкал/ч – 194 единицы, от 20 до 100 Гкал/ч – 11 единиц, в том числе 7 ТЭЦ.

Таблица 7

Структура отпуска тепловой энергии электростанциями генерирующих компаний Алтайского края и котельными за 2021 год
(по данным генерирующих компаний и муниципальных образований)

Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Вид топлива
1	2	3
ТЭС энергокомпаний		
Всего от ТЭС, в том числе:	7869,28	
Барнаульская ТЭЦ-2, АО «Барнаульская генерация»	2177,62	уголь, мазут, газ
Барнаульская ТЭЦ-3, АО «Барнаульская генерация»	3154,73	уголь бурый, мазут, газ
Бийская ТЭЦ-1, АО «Барнаульская генерация»	1745,69	уголь, мазут
Барнаульская ГТ-ТЭЦ, АО «ГТ Энерго»	0,00	газ
Белокурихинская ГП ТЭС, ООО «ЭнергоПромКапитал»	0,00	газ
ТЭЦ г. Яровое, МУП «ЯТЭК»	224,91	Уголь, мазут
ЮТС, АО «Барнаульская генерация»	558,82	уголь
Котельные		
Всего от котельных, в том числе:	1726,13	
котельные г. Барнаула, в том числе:	242,38	газ, уголь
Котельные единых теплоснабжающих организаций	91,53	газ, уголь
Муниципальные котельные	150,85	газ, уголь
Котельные г. Алейска, в том числе	70,33	уголь
котельные ООО «Шипуновская тепловая компания»	70,33	уголь
Котельные г. Белокуриха, в том числе:	112,00	
котельная АО «Теплоцентраль Белокуриха»	112,00	природный газ, дизельное топливо, уголь
Котельные г. Бийска, в том числе:	104,39	уголь, мазут
муниципальные котельные, арендуемые ООО «Теплоэнергогаз»	104,39	уголь, мазут
Котельные г. Заринска, в том числе	375,76	
муниципальные котельные г. Заринска, арендуемые ООО «Жилищно-коммунальное управление»	375,76	уголь
Котельные г. Новоалтайска, в том числе	441,74	газ, уголь

1	2	3
муниципальные котельные, арендуемые МУП «Новоалтайские тепловые сети»	202,3	газ, уголь
котельные ООО «Стройсиб»	8,78	газ
котельная АО «Алтайвагон»	230,66	газ
Котельные г. Славгорода, в том числе	164,3	уголь
котельные МУП «Коммунальщик»	164,3	уголь
Котельные ЗАТО Сибирский	77,83	газ
Котельные Камень-на-Оби	144,91	уголь
Электростанции предприятий		
Всего от электростанций, в том числе	1311,70	
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	905,864	газ коксовый, мазут, горючая смесь
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	405,84	мазут, уголь
ТЭС предприятий		
Всего от ТЭС предприятий, в том числе	289,37	газ
ГТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	289,37	газ

Таблица 8

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

тыс. Гкал

Показатель	Годы				
	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
г. Барнаул					
Потребление теплоэнергии	5400,8	5572,2	5125,1	4931,8	5484,0
Источники тепловой энергии, в том числе	5400,8	5572,2	5125,1	4931,8	5484,04
ТЭЦ, в том числе	4993,8	5329,5	4894,7	4813,2	5332,4
энергокомпаний	4993,6	5329,6	4894,8	4813,2	4950,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	407,2	242,7	230,3	118,7	145,6
котельная генерирующей компании	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
г. Алейск					
Потребление теплоэнергии	65,3	59,6	58,5	62,8	61,5
Источники тепловой энергии, в том числе	65,3	59,6	58,5	62,8	61,5
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	50,3	44,6	43,5	62,8	61,5

1	2	3	4	5	6
прочие источники (ведомственные котельные)	15,0	15,0	15,0	0,0	0,0
г. Белокуриха					
Потребление теплоэнергии	133,3	145,0	143,9	105,8	116,6
Источники тепловой энергии, в том числе	133,3	145,0	143,9	105,8	116,6
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	133,3	145,0	143,9	105,8	116,6
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Бийск					
Потребление теплоэнергии	1780,4	1844,4	1875,1	1810,0	1529,8
Источники тепловой энергии, в том числе	1780,4	1844,4	1875,1	1810,0	1529,8
ТЭЦ, в том числе	1696,7	1775,0	1817,5	1706,2	1425,4
энергокомпаний	1696,7	1775,0	1817,5	1706,2	1425,4
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные	83,7	69,4	57,6	103,8	104,4
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Заринск					
Потребление теплоэнергии	391,2	417,5	380,2	367,4	375,8
Источники тепловой энергии, в том числе	391,2	417,5	380,2	367,4	375,8
ТЭЦ, в том числе	379,7	406,8	369,5	362,4	375,8
энергокомпаний	0,0	0,0	0	0,0	0,0
промышленных предприятий	379,7	406,8	369,5	362,4	375,8
муниципальные котельные	11,5	10,7	10,7	5,0	0,0
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Камень-на-Оби					
Потребление теплоэнергии	140,2	111,9	104,0	93,8	155,9
Источники тепловой энергии, в том числе	140,2	111,9	104,0	93,8	155,9
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	140,2	111,9	104,0	93,8	155,9
прочие источники (ведомственные котельные)					
г. Новоалтайск					
Потребление теплоэнергии	254,3	268,0	258,1	191,2	243,9
Источники тепловой энергии, в том числе	254,3	268,0	258,1	191,2	
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	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	173,4	182,2	176,3	185,3	243,9
прочие источники (ведомственные котельные)	80,9	82,8	81,8	5,7	0,0
г. Рубцовск					
Потребление теплоэнергии	565,9	593,46	592,9	360,7	403,6
Источники тепловой энергии, в том числе	565,9	593,46	592,9	360,7	403,6
ТЭЦ, в том числе	430,3	0,0	0,0	360,7	403,6
энергокомпаний	430,3	0,0	0,0	0,0	0,0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
муниципальные котельные, в т.ч.	19,2	20,8	20,0	0,0	0,0
тепловая станция	116,4	572,66	572,9	360,7	403,6
г. Славгород					
Потребление теплоэнергии	107,8	109,5	103,1	112,7	156,8
Источники тепловой энергии, в том числе	107,8	78,9	72,5	112,7	164,3
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	107,8	78,9	72,5	112,7	164,3
г. Яровое					
Потребление теплоэнергии	252,1	250,5	256,9	196,7	224,9
Источники тепловой энергии, в том числе	252,1	250,5	256,9	196,7	224,9
ТЭЦ, в том числе	252,1	250,5	256,9	196,7	224,9
энергокомпаний	252,1	250,5	256,9	196,7	224,9
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	89,8	78,9	72,4	57,7	77,8
Источники тепловой энергии, в том числе	89,8	78,9	72,4	57,7	77,8
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
котельные	89,8	78,9	72,4	57,7	77,8

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 «Бийскийолеумный завод» ФКП «Завод им. Я.М. Свердлова»и ОАО «Черемновский сахарный завод».

Таблица 9

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в 2021 году

Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Источник покрытия тепловой нагрузки	Параметры пара	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
Филиал АО «Барнаульская генерация» - «Бийскэнерго-теплотранзит», г. Бийск	оказание услуг по передаче тепловой энергии	Бийская ТЭЦ-1	-	631,50
АО «Алтай-Кокс», г. Заринск	производство кокса и химической продукции	собствен-ная ТЭЦ	P_o = 10 кгс/см^2, T_o = 250 ^{0}C	375,68
ОАО «Кучуксульфат», р. п. Степное озеро Благовещенского района	производство химической продукции	собствен-ная ТЭЦ	P_o = 40 кгс/см^2, T_o = 440 ^{0}C	15,70

Таблица 10

Характеристика систем централизованного теплоснабжения городских округов Алтайского края в 2021 году

Наименование города	Наименование теплоисточника	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
1	2	3
г. Алейск	котельные	30,64
г. Барнаул	Барнаульская ТЭЦ-2	891,42
	Барнаульская ТЭЦ-3	1188,49
	Барнаульская ГТ-ТЭЦ	0,00
	котельные	6,06
г. Белокуриха	котельные	35,01
	Белокурихинская ГП ТЭС	0,00
г. Бийск	Бийская ТЭЦ-1	630,01
	котельные	50,59
г. Заринск	ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	375,68
	котельные	164,88
г. Новоалтайск	котельные	20,60
г. Рубцовск	ЮТС АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»	2280,5
	котельные	12,83
г. Славгород	котельные	80,9
ЗАТО Сибирский	котельная	39,6
г. Яровое	ТЭЦ г. Яровое МУП «ЯТЭК»	59,14

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 01.01.2022

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
ВСЕГО	1582,309	100,00
в том числе		
АЭС	0,00	0,00
ТЭС	1582,309	100,00
в том числе		
КЭС	0,00	0,00
из них ПГУ	0,00	0,00
ТЭЦ	1530,709	96,74
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	51,60	3,26
ГЭС	0,00	0,00
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии	0,00	0,00
в том числе	0,00	0,00
ветровые ЭС	0,00	0,00
мини-ГЭС	0,00	0,00
гео ТЭС	0,00	0,00
солнечные ЭС	0,00	0,00
Прочие	0,00	0,00

Суммарная установленная мощность электростанций Алтайского края по состоянию на 01.01.2022 в зоне централизованного электроснабжения составляет 1582,309 МВт. В 2021 году произведена перемаркировка ТГ-6 и ТГ-7 Бийской ТЭЦ-1 с увеличением установленной мощности на 4,9 МВт каждой (установленная мощность ТГ-6 и ТГ-7 Бийской ТЭЦ-1 составляет 114,9 МВт).

Таблица 12

Структура установленной электрической мощности на 01.01.2022 на территории Алтайского края с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2021 году (по данным генерирующих компаний)

МВт

Наименование теплоэлектростанции	Установленная мощность на 01.01.2022	Ввод мощности в 2021 году	Реконструкция мощности в 2021 году	Перемаркировка в 2021 году	Демонтаж мощности в 2021 году	Вывод мощности из консервации в 2021 году	Ограничение мощности на 01.01.2022	Располагаемая мощность на 01.01.2022
Всего, в том числе	1582,309	0,0	0,0	9,8	0,0	0,0	0,509	1581,8
Барнаульская ТЭЦ-2	300,509	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,509	300,0
Барнаульская ТЭЦ-3	445,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	445,0
Бийская ТЭЦ-1	529,7	0,0	0,0	9,8	0,0	0,0	0,0	529,7
Южная тепловая станция	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	200,0
Барнаульская ГТ-ТЭЦ	36,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0
Белокурихинская ГП ТЭС	15,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,6
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5

3.8. Состав существующих электростанций Алтайского края

В настоящее время основной проблемой существующих электростанций остается старение энергетического оборудования.

К 2021 году возраст 30 и более лет имеет оборудование суммарной установленной мощностью 616 МВт, что составляет 38,9 % от установленной мощности электростанций энергосистемы Алтайского края.

Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Бийская ТЭЦ-1, ЮТС находятся под управлением СГК, их суммарная доля генерируемой мощности от суммарной установленной мощности электростанций, функционирующих на территории Алтайского края, составляет 80,97%.

Доля ТЭЦ АО «Алтай-Кокс» (принадлежит ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат») от суммарной установленной мощности электростанций, функционирующих на территории Алтайского края, составляет 12,64 %.

Доля ТЭЦ иных собственников и ТЭЦ промышленных предприятий составляет 6,39 %.

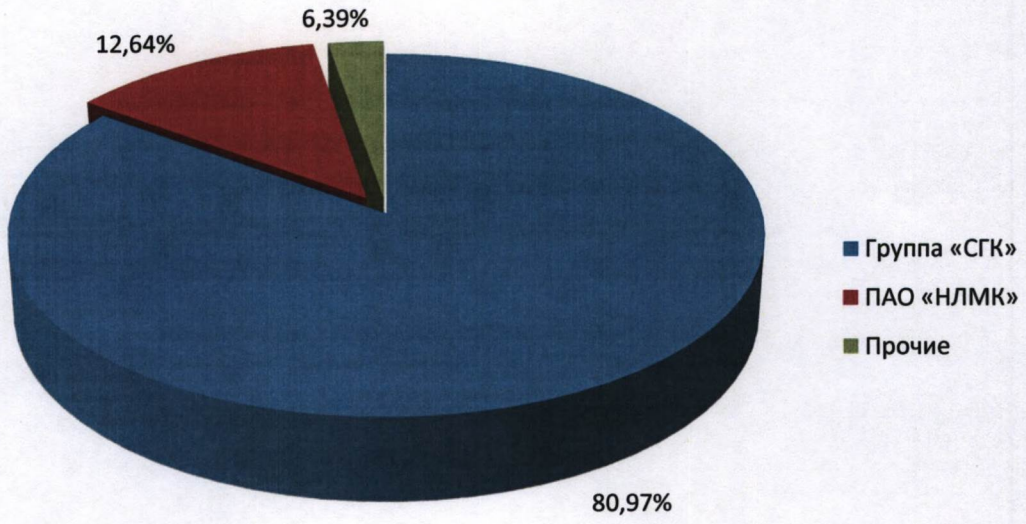


Рисунок 2. Структура установленной мощности по видам собственности

Таблица 13

Состав (перечень) электростанций мощностью 5 МВт и выше в Алтайском крае по состоянию на 01.01.2022
(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						1281,209	4010,5
в том числе: Барнаульская ТЭЦ-2, АО «Барнаульская генерация»		5 паровых турбин и 12 паровых котлов		каменный уголь марки Д, природный газ, растопочное топливо – мазут	г. Барнаул, ул. Бриллиантовая, д. 2	300,509	1148,0
	ТГ 05	паровая турбина ПТ-60-120/13	1962			60,0	139,0
	ТГ 06	паровая турбина ПР-60-120/13	1963			60,0	158,0
	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 генерация»		3 паровые турбины, 5 паровых котлов, 7 водогрейных котлов, 2 паровых котла вертикально-водотрубных		канско-ачинский уголь, природный газ, мазут	г. Барнаул, ул. Трактовая, 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 ДЕ-25-14-225ГМ	1995	мазут		-	15,0

1	2	3	4	5	6	7	8
	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 «Барнаульская генерация»		7 паровых турбин, 8 паровых котлов		каменный уголь марки Д, растопочное топливо – мазут	г. Бийск	529,7	1085,5
	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 Т-114,9/120-130	1974			114,9	175,0
	ТГ 7	турбина Т-114,9/120-130	1988			114,9	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

1	2	3	4	5	6	7	8
	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
Южная тепловая станция, АО «Барнаульская генерация»	ТГ 01	паровая турбина Р-6-1-1,3/0,12	2020		Рубцовск, ул. Красная, 100	6,0	327,0
2. Прочие производители электроэнергии и станции промышленных предприятий – всего						301,1	1915,9
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»		3 паровые турбины, 4 паровых котла		коксовый газ, мазут, горючая смесь	г. Заринск, ул. Притаежная, д. 2	200,0	1321,0
	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	1987			80,0	185,0

1	2	3	4	5	6	7	8
		ПТ-80-130/13					
	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 АО «ГТ Энерго»		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
ТЭЦ г. Яровое, МУП «ЯТЭК»		2 паровые турбины и 3 паровых котла		каменный 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

1	2	3	4	5	6	7	8
	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, мазут	Благовещенский район, р.п. Степное Озеро	18,0	174,9
	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 Caterpiller				15,6	112,0
	ГПА 1 ГПА 2 ГПА 3 ГПА 4 ГПА 5 ГПА 6 ГПА 7 ГПА 8	газопоршневой агрегат Caterpiller G3520 C	2009	природный газ		1,95 1,95 1,95 1,95 1,95 1,95 1,95 1,95	
	КУ 1 КУ 2 КУ 3 КУ 4	котел-утилизатор №-25-750/4000-1Н	2009			- 	2,025 2,025 2,025 2,025

1	2	3	4	5	6	7	8
	КУ 5 КУ 6 КУ 7						2,025 2,025 2,025
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 ГМ	1993	газ, мазут		7,5	11,8
	2300	котел ДЕ 16-24-380ГМ	2002	газ, мазут		7,5	10,3
Итого						1582,309	5926,40

3.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В Алтайском крае электрическая энергия в большей степени вырабатывается на тепловых электростанциях.

Таблица 14

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций в Алтайском крае за период 2020–2021 годов (по данным генерирующих компаний)

Наименование объекта	Выработка электроэнергии в 2020 году, млн. кВт*ч	Выработка электроэнергии в 2021 году, млн. кВт*ч	Доля в2021 году, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
1	3		4	5
Барнаульская ТЭЦ-2	1003,60	1035,98	17,77	3,23%
Барнаульская ТЭЦ-3	2010,77	2071,63	35,53	3,03%
Бийская ТЭЦ-1	1789,31	1817,23	31,17	1,56%
ЮТС	19,13	34,63	0,59	81,07%
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	652,87	712,02	12,21	9,06%
Барнаульская ГТ-ТЭЦ	14,22	12,22	0,21	-14,05%
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	41,64	45,59	0,78	9,51%
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	65,20	59,78	1,03	-8,31%
Белокурихинская ГП ТЭС	12,20	10,88	0,19	-10,82%
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	31,19	29,92	0,51	-4,06%
Итого,	5640,10	5829,90	100	3,37%
в том числе:				
АЭС	0,00	0,00	0	0,00%
ТЭС,	5640,10	5829,90	100	3,37%
в том числе:				
КЭС,	0,00	0,00	0	0,00%
в том числе:				
ПГУ	0,00	0,00	0	0,00%
ТЭЦ,	5640,10	5829,90	100	3,37%
в том числе:				
ГЭС	0,00	0,00	0	0
нетрадиционные и возобновляемые источники энергии,	0,00	0,00	0	0
в том числе:				
ветровые ЭС	0,00	0,00	0	0
мини-ГЭС	0,00	0,00	0	0
гео ТЭС	0,00	0,00	0	0
солнечные ЭС	0,00	0,00	0	0
прочие	0,00	0,00	0	0
прочие	0,00	0,00	0	0

Таблица 15

Структура производства электроэнергии в Алтайском крае по видам собственности по состоянию на 01.01.2022
(по данным генерирующих компаний)

Собственник	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	Доля производства,%
АО «Барнаульская генерация»	Барнаульская ТЭЦ-2	300,509	1035,98	17,77
АО «Барнаульская генерация»	Барнаульская ТЭЦ-3	445,0	2071,63	35,53
АО «Барнаульская генерация»	Бийская ТЭЦ-1	529,7	1817,23	31,17
АО «Барнаульская генерация»	Южная тепловая станция	6,0	34,63	0,60
АО «Алтай-Кокс»	ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	200,0	712,02	12,21
АО «ГТ Энерго»	Барнаульская ГТ-ТЭЦ	36,0	12,22	0,21
Муниципальное образование г. Яровое Алтайского края	ТЭЦ г. Яровое	24,0	45,59	0,78
ОАО «Кучуксульфат»	ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	18,0	59,78	1,03
АО «Белокурихинская теплоцентраль»	Белокурихинская ГП ТЭС	15,6	10,88	0,19
ОАО «Черемновский сахарный завод»	ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	7,5	29,92	0,51
Итого		1582,309	5829,90	100,00

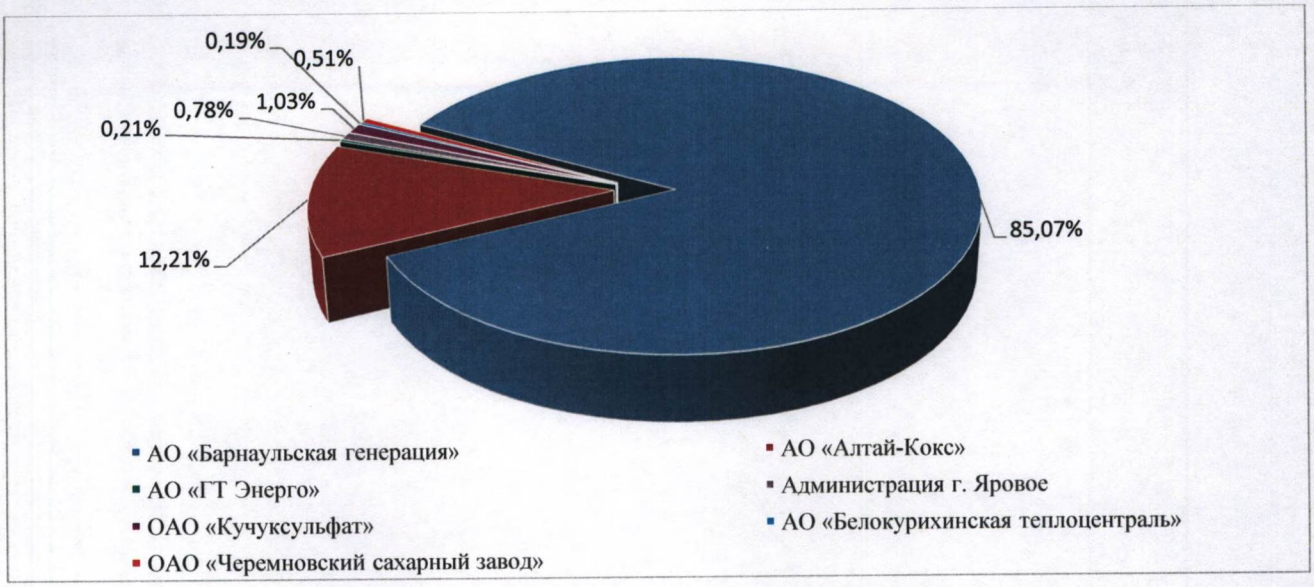


Рисунок 3. Структура выработки электроэнергии по видам собственности на территории Алтайского края в 2021 году

3.10. Анализ и характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Алтайского края за период 2017–2021 годов

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

Таблица 16

Баланс мощностиэнергосистемы Алтайского краяна час максимума энергосистемы Алтайского края за период 2017–2021 годов

тыс. кВт

Показатели	Годы				
	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
Баланс мощности на час максимума энергосистемы Алтайского края					
Дата максимума энергосистемы Алтайского края (время московское)	18.12.2017 6:00	26.01.2018 7:00	08.02.2019 6:00	10.12.2020 6:00	25.01.2021 7:00
Максимальное потребление мощности	1779,8	1808,2	1711,8	1665,8	1706,2
Нагрузка электростанций, всего, в том числе	1034,7	1131,6	955,4	775,9	958,1
ТЭС, в том числе	906,2	1051,6	851,8	700,3	900,7
Барнаульская ТЭЦ-2	213,3	237,6	184,3	172,9	234,9
Барнаульская ТЭЦ-3	395,6	395,1	389,1	307,5	357,0
Бийская ТЭЦ-1	290,4	408,9	268,7	209,7	299,5

1	2	3	4	5	6
Барнаульская ГТ-ТЭЦ	0,0	0,0	0	0,0	0,0
ЮТС				3,5	5,1
Белокурихинская ГП ТЭС	7	10	9,7	6,7	4,1
Электростанции промпредприятий, в том числе	128,4	80	103,6	75,5	57,4
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	101,3	53,6	83,7	54,9	35,4
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	11,5	12	9,8	5,5	8,7
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	10,4	9	9,3	8,3	7,2
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	5,2	5,4	0,8	6,8	6,1
Сальдо перетоков	745,2	676,6	756,4	889,9	748,1

Теплоэлектростанциями Алтайского края производится около 3/4, потребляемой регионом электроэнергии. В период 2017–2021 годов сложилась отрицательная тенденция доли собственной выработанной электроэнергии в общем объеме электропотребления. Так если в 2017 году доля вырабатываемой в крае электроэнергии в общем объеме электропотребления составляла 72 %, то в 2021 году этот показатель равен 56,9 %.

Таблица 17

Баланс электрической энергии энергосистемы Алтайского края за период 2017–2021 годов (по данным Системного оператора)

Показатели	Единица измерения	Годы				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление по территории энергосистемы	млн. кВт·ч	10222,7	10248,5	10067,8	9848,9	10249,2
Выработка всего, в том числе	млн. кВт·ч	7357,5	6897,0	6216,6	5640,1	5829,9
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	7357,5	6897,0	6216,6	5640,1	5829,9
КЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	млн. кВт·ч	7357,5	6897,0	6216,6	5640,1	5829,9
ВИЭ	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдированное получение электроэнергии Алтайским краем	млн. кВт·ч	2865,2	3351,5	3851,2	4208,8	4419,3

В 2017 году выработка электроэнергии в Алтайском достигла максимального значения по отношению к 2021 году. В 2021 году выработка электроэнергии по отношению к 2020 году увеличилась до 5829,9 млн. кВт·ч.

Потребность в электроэнергии на территории энергосистемы Алтайского края с 2017 по 2021 годы покрывалась в том числе за счет перетоков электроэнергии из смежных энергосистем. Сальдированное получение электроэнергии увеличилось и в 2021 году составило 4419,3 млн. кВт▪ ч в год.

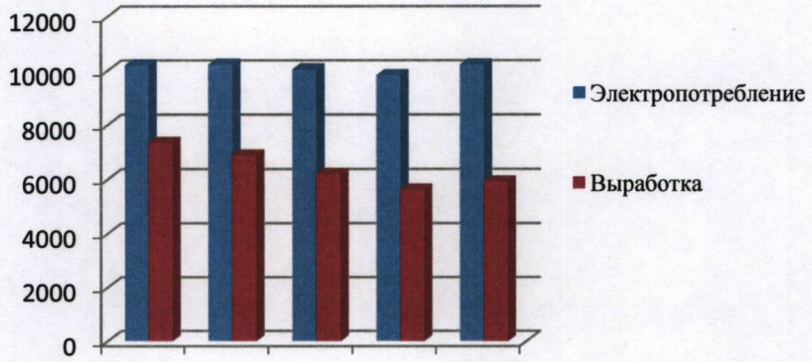


Рисунок 4. Электропотребление и выработка электроэнергии в энергосистеме Алтайского края за период 2017 – 2021 годов

3.11. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за период 2017–2021 годов

Энергоемкость ВРП Алтайского края в период 2017–2021 годов снизилась с 19,0 кгу.т. на 1000 рублей в 2017 году, до 14,0 кг у.т. на 1000 рублей в 2021 году.

Потребление электроэнергии на душу населения в период 2017–2021 годов выросло. Одной из причин этого является рост жилищного строительства в регионе. В этой связи очевидна необходимость внедрения в повседневную жизнь энергосберегающих технологий.

Таблица 18

Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Алтайского края в период 2017–2021годов

Наименование показателей, единицы измерения	Годы				
	2017	2018	2019	2020	2021
Энергоемкость ВРП, кг у.т./1000 руб.	19,00	18,3	18,0	16,0	14,0
Электроемкость ВРП, тыс. кВт·ч/1000 руб. (или кВт·ч/руб.)	0,021	0,2	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 филиала «Алтайэнерго»;

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе АО «СК Алтайкрайэнерго»;

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

распределительные сети класса напряжения 110 кВ и выше, находящиесяна 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 филиала «Алтайэнерго»;

ПС 110 кВ АО «СК Алтайкрайэнерго»;

ПС 110 кВ ООО «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 01.01.2022)

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

3.13. Основные внешние электрические связи энергосистемы Республикки Алтай и Алтайского края

Энергосистема Республики Алтай и 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 по межсистемным линиям электропередачи классов напряжения 110, 220 и 500 кВ; с территории региона осуществляется предача электрической энергии на территорию Республики Алтай, а также в Республику Казахстан по межсистемным линиям электропередачи классов напряжения 220 и 500 кВ.

Поступление и отпуск электрической энергии (мощности) на территории Алтайского края в смежные субъекты Российской Федерации (Республика Алтай, Новосибирскаяи и Кемеровская области) за 2017–2021 годы представлена в таблице 20.

Таблица 20

Внешние электрические связи
энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края

№ п/п	Класс напряжения	Наименование ЛЭП	Протяженность по территории Алтайского края, км
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

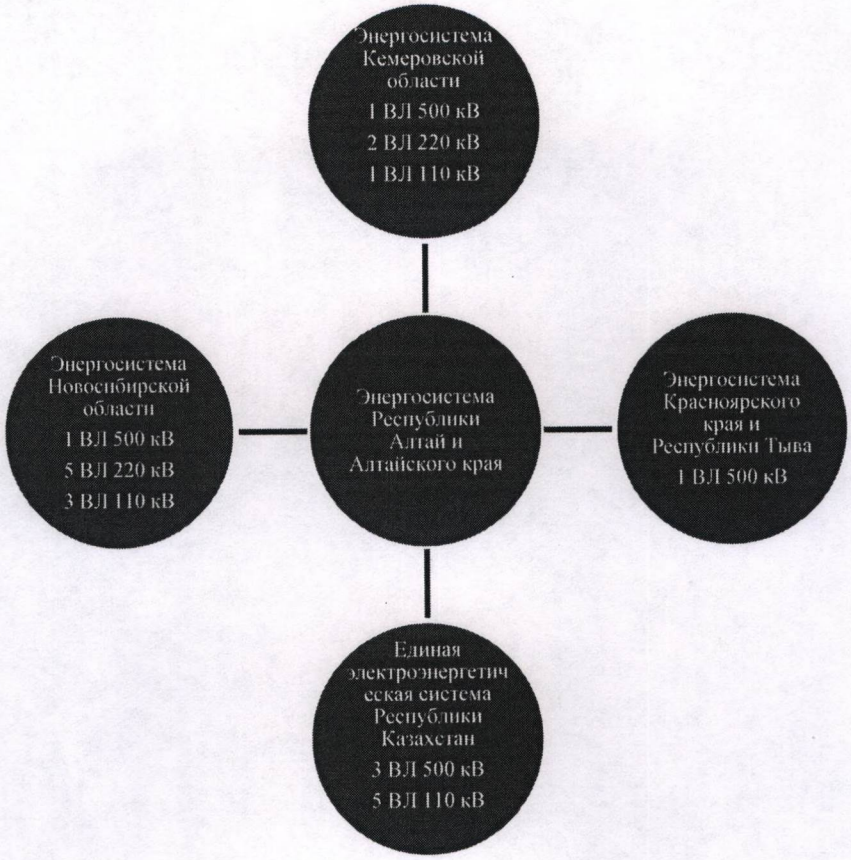


Рисунок 5. Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края

Таблица 21

Поступление и отпуск электрической энергии (мощности) на территории Алтайского края в смежные субъекты Российской Федерации (Республика Алтай, Новосибирская область, Кемеровская область) за 2017–2021 годы (по данным сетевых компаний)

тыс. кВт

№ п/п	Наименование ВЛ	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
		поступление	отпуск	поступление	отпуск	поступление	отпуск	поступление	отпуск	поступление	отпуск
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ПС 110/10 №14 Майминская (ВЛ110 ОМ-139) оп. № 103	95,650	161 933,748	94,345	159 426,369	156,637	155 780,688	730,52	133 606,54	635,825	150 799,305
2	ПС 110/10 № 14 Майминская (ВЛ 110 БМ-85) оп. № 103	513,387	132 236,890	12,032	131 669,150	1 450,983	127 193,050-	1 346,73	114 920,82	1 960,669	122 315,602
3	ПС 110/10 №12 Дмитриевка (ВЛ 110 ДН-86) оп. № 217	2,418	75 136,725	9,745	71 964,186	12,875	69 841,142	91,671	65 133,365	144,146	72 274,928
4	ПС 110/10 № 21 Чергинская (ВЛ 110 ПЧ-3) оп. № 144	389,487	151 295,411	475,519	151 862,203	608,160	144 919,591	18 599,5	118 877,11	17 268,772	126 613,399
5	ПС 110/10 № 48 Ч-Ануйская (ВЛ 110 СС-178) оп. № 90	0,000	1 962,268	0,000	2 419,403	0,000	2 349,760-	0,000	2 485,936	0,000	4 967,255
6	ПС 110/10 № 48 Ч-Ануйская (ВЛ 110 СС-179) оп. № 90	0,000	1 399,630	0,000	1 018,753	0,000	1 042,823	0,000	965,893	0,000	1 144,735
7	ВЛ 10 кВ 14-4 Ая (перед с. Подгорное), оп. № 457/31/44	26,527	-	36,310	0,000	36,682	0,000	48,824	0,000	75,048	93,839
8	ВЛ 10 кВ 14-4 Ая оп. № 174	7 253,096	-	7 601,828	0,000	7 399,663	0,000	7 312,098	0,000	8 452,614	0,000
9	ВЛ 10 кВ 14-25 поселок Катунь оп. № 174	4 521,885	-	5 039,684	0,000	5 143,910	0,000-	4 546,230	0,000	5 933,595	0,000
10	ВЛ 10 кВ 20-11 Соузга оп. № 117/12	581,324	-	692,153	0,000	704,998	0,000	607,456	0,000	897,227	0,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	ВЛ 10 кВ 20-14 Каянча оп. № 25	2 175,618	-	4 443,798	0,000	5 250,654	0,000	6 360,46	0,000	3 596,585	0,000
12	Бенжереп-Ельцовка ВЛ 110 кВ БЕ-26	20,316	8 771,868	28,860	3 882,763	1,234	49,658	5,218	91,400	0,691	346,277
13	ПС Усть-Тальменская ВЛ 110 кВ Ю-13	11 236,456	27 478,308	9 062,328	24 545,180	23 629,584	13 007,500	21 594,892	8 951,844	17 146,492	12 223,860
14	ПС Усть-Тальменская ВЛ 110 кВ Ю-14	16 542,988	33 646,492	11029,040	30 627,608	29 092,404	15 182,684	31 324,875	9 997,798	24 416,964	16 559,840
15	ПС-Кочки ВЛ 110 кВ КК-113	489,500	5,709	259,259	0,000	374,979	1,210	282,788	3,586	527,120	4,884
16	ПС Столбовская ввод Т-1	1 582,240	-	815,451	-	942,326	-	927,929	-	1 222,390	-
17	ПС Столбовская ввод Т-2	794,849	-	464,423	-	546,338	-	807,343	-	281,941	-
18	ПС Столбовская тсн-1	7,694	-	15,956		0,067	-	6,609	-	14,238	-
19	ПС Столбовская тсн-2	16,819	-	3,801	-	10,243	-	0,589	-	0,357	-
20	ПС В-Аллакская ввод Т-1	410,677	-	273,793	-	364,050	-	299,475	-	269,153	-
21	ПС В-Аллакская ввод Т-2	160,266	-	76,238	-	29,771	-	135,628	-	132,479	-
22	ПС В-Аллакская тсн-1	9,353	-	2,980	-	0,220	-	8,726	-	12,743	-
23	ПС В-Аллакская тсн-2	12,808	-	12,712	-	7,315	-	1,583	-	0,467	-
	Итого по филиалу ПАО «МРСК Сибири» - «Алтайэнерго»	46 843,358	593 867,049	40450,255	577 415,615	75 763,075	529 368,106	95 039,2	455 034,31	82989,515	507343,924
24	ВЛ 220 кВБачатская-Тягун (ВЛ БТ-228)	431309,1	9021,0	397287,6	12618,07	402152,3	10245,5	487556, 6	1967,1		
25	ВЛ 220 кВ Артышта-Смазнево	295532,3	12750,0	278698,9	16720,32	285254,4	14852,6	411427,7	3331,5		
26	ВЛ 220 кВЛаричиха-Сузун	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)	352235,1	7862,6	347770,7	11932,07	354125,8	12548,2	364673,9	9659,4		
28	ВЛ 220 кВСветовская-Красноозерская	8229,0	265757,4	8481,80	210262,74	8541,2	245125,1	14648,9	225363,7		
29	ВЛ 220 кВУрываево-Зубково	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
30	ВЛ 220 кВ Барнаульская-Плотинная	0,0	0,0	-	-	-	-	3,4	426875,5		
31	ВЛ 220 кВ Плотинная-Светлая (ВЛ ПС-212)	0,0	0,0	-	-	-	-	345964,6	5152,1		
32	ВЛ 500 кВ ЕЭК-Рубцовская (ВЛ-552)	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)	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)	230 528,5	1355933,6	271306,6	1004159,7	295265,4	142356,7	169852,4	1325064,8		
35	ВЛ-1106 Алтай-Итатская	2977671	29930,84	3375766	21195,01	348258,7	24651,1	4412667	2213,5		
	Итого по ПАО «ФСК ЕЭС» - ЗСП МЭС Алтайского края	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	-	-		
	Итого по Филиалу ОАО «РЖД» Трансэнерго	-	-	-	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 2021 году

Основным видом топлива энергетики региона является уголь. На ТЭЦ в 2021 году в общем объеме использованного топлива доля угля составила 93,78 % (в 2020 году – 70,72 %), доля природного газа – 5,72 % (в 2020 году – 1,22 %), доля прочих видов топлива, включая мазут, – 0,50 % (в 2020 году – 28,6 %).

Доля сжигаемого угля на котельных в 2021 году составила 93,78 % от всего использованного котельными топлива. В последние годы стабильно увеличивается потребление котельными края природного газа, его доля в общем потреблении топлива в 2021 году – 5,72 %. Доля потребления мазута в 2021 году – менее 1 %.

Таблица 22

Потребление топлива электростанциями в 2021 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	3548,15	567,99	2962,65	15,86	1,65
1	ТЭЦ, в том числе	3151,89	56,73	3078,13	15,73	1,65
1.1	Барнаульская ТЭЦ-2	594,14	1,47	591,65	1,02	0,0
1.2	Барнаульская ТЭЦ-3	1004,48	2,07	1001,87	0,54	0,0
1.3	Бийская ТЭЦ-1	847,76	0,0	844,43	3,33	0,0
1.4	ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	361,86	356,65	0,0	3,55	1,65
1.5	РубТЭК	136,01	0,0	130,55	5,46	0,0
1.6	ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	63,62	0,0	62,86	0,76	0,0
1.7	ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	90,48	0,0	90,12	0,36	0,0
1.8	Белокурихинская ГП ТЭС	3,48	3,48	0,0	0,0	0,0
1.9	Барнаульская ГТ-ТЭЦ	4,05	4,05	0,0	0,0	0,0
1.10	ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	46,02	45,66	0,0	0,36	0,0
1.11	прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Станции промышленных предприятий, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Котельные, всего, в том числе	364,89	144,61	219,80	0,48	0,0
3.1	котельные генерирующих компаний	64,03	18,21	45,34	0,48	0,0
3.1.1	в том числе: БТСК (г. Барнаул)	0,98	0,98	0,0	0,0	0,0
3.1.2	ЮТС	45,63	0,0	45,22	0,41	0,0
3.1.3	котельная ЗАО «Теплоцентраль Белокуриха»	17,45	17,33	0,12	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7
3.2	муниципальные, ведомственные и производственные котельные	300,86	126,40	174,46	0,0	0,0
3.2.1	в том числе муниципальные котельные городов	300,86	126,40	174,46	0,0	0,0
3.2.1.1	в том числе муниципальные котельные г. Барнаула	21,53	10,43	11,10	0,0	0,0
3.2.1.2	муниципальные котельные г. Бийска	30,75	11,94	18,81	0,0	0,0
3.2.1.3	муниципальные котельные г. Рубцовска	9,05	0,0	9,05	0,0	0,0
3.2.1.4	муниципальные котельные г. Новоалтайска	108,08	86,79	21,29	0,0	0,0
3.2.1.5	муниципальные котельные г. Заринска	4,13	0,0	4,13	0,0	0,0
3.2.1.6	муниципальные котельные г. Камень-на-Оби	32,38	0,0	32,38	0,0	0,0
3.2.1.7	муниципальные котельные г.Алейска	17,75	0,0	17,75	0,0	0,0
3.2.1.8	муниципальные котельная ЗАТО Сибирский	17,24	17,24	0,0	0,0	0,0
3.2.2	другие котельные	51,16	0,0	51,16	0,0	0,0
3.2.2.1	в том числе котельные ООО МУП «Коммунальщик»	51,16	0,0	51,16	0,0	0,0

Таким образом, в целом по энергосистеме Алтайского края доля угля в потреблении топлива электростанциями и котельными в 2021 году составила 93,78 (в 2020 году – 70,21), доля природного газа – 5,72 (в 2020 году – 3,46), остальные доли в структуре топливного баланса Алтайского края занимают прочие виды топлива и мазут.

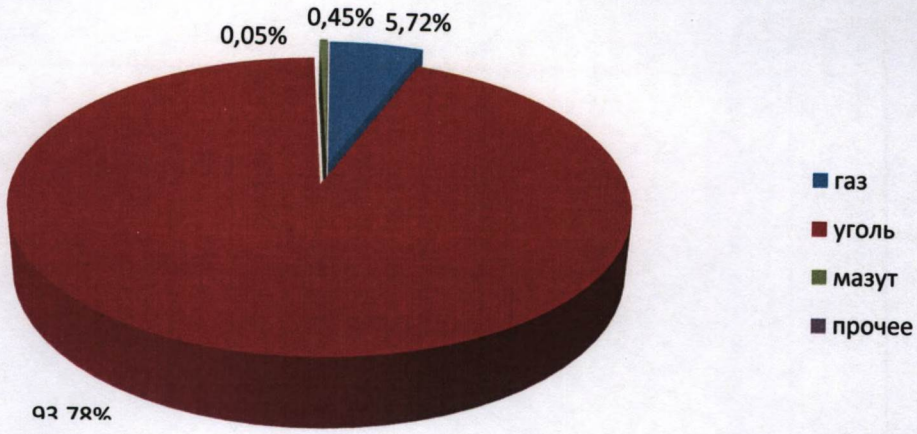


Рисунок 6. Структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Алтайского края в 2021 году, процентов

Таблица 23

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла по основным производителям тепла Алтайского края в 2021 году (факт)

Наименование объекта	УРУТ			
	на отпущенную электроэнер-гию,г/кВт·ч	на отпущенную теплоэнергию, кг у.т./Гкал		
		общий	по электро-станции	по котельной
Барнаульская ТЭЦ-2	336,2	141,8	141,8	-
Барнаульская ТЭЦ-3	254,2	175,6	175,6	-
РВК АО «Барнаульская генерация»	-	161,79	-	161,79
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	339,8	179,2	179,2	-
РубТЭК	179,8	190,6	186,9	270,2
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	580,5	210,5	210,5	-
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	547,8	166,4	166,4	-
Белокурихинская ГП ТЭС	340,8	-	-	-
Барнаульская ГТ-ТЭЦ	320,6	-	-	-
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	189,1	141,5	141,5	-
Котельные ООО МУП Коммунальщик	-	221,9	-	221,9
Муниципальные котельные:				
г. Барнаула	-	169,6	-	169,6
г. Бийска	-	271,3	-	271,3
г. Рубцовска	-	276,2	-	276,2
г. Новоалтайска	-	165,2	-	162,2
г. Заринска	-	205,4	-	205,4
г. Алейска	-	252,4	-	252,4
ЗАТО Сибирский	-	157,9	-	157,9
г. Камень-на-Оби	-	247,4	-	247,4

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 генерирующих компаний за 2021 год

Вид угля	Годовой расход угля (тыс. т)	Общий расхода угля,
Всего	4163,0	100,0
Местный уголь	0,0	0,0
Привозной уголь	4163,0	100,0
в том числе ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»: уголь каменный кузнецкий, хакасский	115,23	2,77
Барнаульская ТЭЦ-2: уголь каменный	831,99	19,99
Барнаульская ТЭЦ-3: уголь бурый (2БР «Разрез Бородинский»)	1735,05	41,68
Бийская ТЭЦ-1: уголь каменный кузнецкий	1215,69	29,20
РубТЭК: уголь каменный	183,09	4,39
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»: уголь каменный	81,95	1,97

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 и сальдо перетоков с соседними энергосистемами;

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 2022 года нормативный срок службы (более 30 лет) отработало генерирующее оборудование с суммарной мощностью 622 МВт (39,3 % установленной мощности всех электростанций энергосистемы Алтайского края).

Так как наиболее масштабные вводы генерирующих мощностей в Алтайском крае происходили в 1960–1980-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, основныой проблемой функционирования генерирующих мощностей Алтайского края является высокая степень физического износа основных фондов энергосистемы Алтайского края.

Далее в расчетах для перевода величин мощности принят cos φ=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

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 25

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
	Т-1	Т-2		
ПС 110 кВ КМК	15	15	17,625/13,65	22,28

На ПС 110 кВ КМК установлены трансформаторы:

Т-1 мощностью 15 МВА (ТДН-15000/110/10, год ввода в эксплуатацию – 1988, индекс технического состояния функциональных узлов – 87);

Т-2 мощностью 15 МВА (ТДН-15000/110/10, год ввода в эксплуатацию – 1990, индекс технического состояния функциональных узлов – 91).

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).

По результатам анализа контрольных замеров за 2017 – 2021перегрузка трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ КМК мощностью 15 МВА при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ КМК мощностью 15 МВА могла возникнуть в 2017–2018 годах. Наибольшая перегрузка выявлена в 2017 году.

Максимальная зимняя загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ КМК за 2017-2021 гг. наблюдалась по данным зимнего контрольного замера 2017 года (20.12.2017 при температуре -22,6 °С) и составила 22,28 МВА (149 % при отключении одного трансформатора, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов Т-1, Т-2 для зимнего периода

(Кддоп=1,2)). Величина нагрузки, необходимой к отключению (ввод ГАО) для исключения перегрузки оборудования составляет 4,28 МВА.

Максимальная летняя загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ КМК за 2017-2021 гг. наблюдалась по данным летнего контрольного замера 2021 года (16.06.2021 при температуре +22,3 °С) и составила 8,56 МВт (9,74 МВА) – (64,9 % при отключении одного трансформатора, что не превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода (Кддоп =0,979)).

Объем нагрузки по действующим утвержденным техническими условиями на технологическое присоединение (далее соответственно – ТУ, ТП) менее 670 кВА на ПС 110 кВ КМК составит 3,019 МВт (3,392 МВА), величина реализованных актов ТП, выданных после контрольного замера составляет 1,414 МВА (приложение Б: письмо филиала «Алтайэнерго» от 24.12.2021 № 1.1/03/18).

Перечень утвержденных ТУ на ТП по ПС 110 кВ КМК

№ 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	20.2200.2188.21	07.07.2021	07.07.2022	06.07.2024	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	10	0,5000	0,2	0,1000
2	20.2200.2996.20	13.01.2021	13.01.2022	13.01.2024		0	0,4615	0,2	0,0923
3	20.2200.1177.19	01.10.2019	30.06.2020	29.09.2024		0	0,1500	0,2	0,0300
4	20.2200.1798.19	23.07.2019	25.07.2022	21.07.2024		6	0,1490	0,2	0,0298
5	20.2200.2918.18	02.08.2018	31.03.2021	01.08.2023		0	0,1345	0,2	0,0269
6	20.2200.1875.21	01.06.2021	30.11.2021	01.06.2023		0	0,1000	0,2	0,0200
7	20.2200.4748.19	25.12.2019	31.03.2021	24.12.2022		0	0,0900	0,2	0,0180
8	20.2200.1110.20	09.07.2020	09.07.2021	09.07.2023		0	0,0720	0,2	0,0144
9	20.2200.213.21	04.02.2021	05.08.2021	04.02.2023		0	0,0650	0,2	0,0130
10	20.2200.1846.18	05.07.2018	30.08.2020	04.07.2021*		0	0,0630	0,2	0,0126
11	20.2200.1886.21	10.06.2021	10.10.2021	09.06.2024		10	0,0500	0,2	0,0100
12	20.2200.1543.19	11.06.2019	01.10.2021	09.06.2024		0	0,0440	0,2	0,0088
13	20.2200.808.19	18.04.2019	31.07.2021	16.04.2024		10	0,0350	0,2	0,0070
14	20.2200.284.19	05.02.2019	30.09.2021	04.02.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
15	20.2200.1040.20	25.05.2020	23.11.2020	24.05.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
16	20.2200.2750.20	05.10.2020	05.04.2021	05.10.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
17	20.2200.3607.20	01.12.2020	01.06.2021	01.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
18	20.2200.3642.20	07.12.2020	07.06.2021	07.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
19	20.2200.3678.20	05.12.2020	05.06.2021	05.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
20	20.2200.3677.20	04.12.2020	04.06.2021	04.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
21	20.2200.3681.20	07.12.2020	07.06.2021	07.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
22	20.2200.3680.20	05.12.2020	05.06.2021	05.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
23	20.2200.3682.20	04.12.2020	04.06.2021	04.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
24	20.2200.3673.20	05.12.2020	05.06.2021	05.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
25	20.2200.3718.20	08.12.2020	08.06.2021	08.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
26	20.2200.3691.20	08.12.2020	08.06.2021	08.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
27	20.2200.3741.20	10.12.2020	11.04.2021	10.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
28	20.2200.3683.20	09.12.2020	09.06.2021	09.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
29	20.2200.3762.20	09.12.2020	09.06.2021	09.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
30	20.2200.3697.20	09.12.2020	09.06.2021	09.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
31	20.2200.3776.20	09.12.2020	09.06.2021	09.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
32	20.2200.3696.20	09.12.2020	09.06.2021	09.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
33	20.2200.3759.20	11.12.2020	11.06.2021	11.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
34	20.2200.3699.20	17.12.2020	17.06.2021	17.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
35	20.2200.3990.20	14.01.2021	15.07.2021	14.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
36	20.2200.225.21	29.01.2021	30.07.2021	29.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
37	20.2200.227.21	04.02.2021	05.08.2021	04.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
38	20.2200.709.21	03.03.2021	01.09.2021	03.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
39	20.2200.769.21	14.03.2021	12.09.2021	14.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
40	20.2200.815.21	16.03.2021	14.09.2021	16.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
41	20.2200.838.21	19.03.2021	19.07.2021	19.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
42	20.2200.969.21	14.04.2021	14.08.2021	14.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
43	20.2200.957.21	14.04.2021	14.08.2021	14.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
44	20.2200.814.21	14.04.2021	14.08.2021	14.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
45	20.2200.1163.21	09.04.2021	09.08.2021	09.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
46	20.2200.1288.21	20.04.2021	20.08.2021	20.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
47	20.2200.1162.21	16.04.2021	15.10.2021	16.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
48	20.2200.1495.21	21.04.2021	21.08.2021	21.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
49	20.2200.1567.21	04.05.2021	09.11.2021	11.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
50	20.2200.1469.21	10.05.2021	08.11.2021	10.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
51	20.2200.1663.21	28.04.2021	27.10.2021	28.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
52	20.2200.1686.21	04.05.2021	09.11.2021	11.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
53	20.2200.1687.21	04.05.2021	09.11.2021	11.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
54	20.2200.1829.21	15.05.2021	13.11.2021	15.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
55	20.2200.1877.21	25.05.2021	06.07.2021	25.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
56	20.2200.1925.21	31.05.2021	12.07.2021	31.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030

№ 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
57	20.2200.2035.21	28.05.2021	26.11.2021	28.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
58	20.2200.2255.21	16.06.2021	15.12.2021	16.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
59	20.2200.2307.21	03.06.2021	15.07.2021	03.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
60	20.2200.2306.21	08.06.2021	20.07.2021	08.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
61	20.2200.2582.21	06.07.2021	05.11.2021	05.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
62	20.2200.2439.21	23.06.2021	22.12.2021	23.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
63	20.2200.2504.21	23.06.2021	22.12.2021	23.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
64	20.2200.2514.21	30.06.2021	29.12.2021	30.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
65	20.2200.2101.21	30.06.2021	29.12.2021	30.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
66	20.2200.2663.21	08.07.2021	19.08.2021	08.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
67	20.2200.2617.21	28.06.2021	27.12.2021	28.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
68	20.2200.2743.21	30.06.2021	29.12.2021	30.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
69	20.2200.2847.21	07.07.2021	05.01.2022	07.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
70	20.2200.2653.19	06.09.2019	30.11.2021	04.09.2024		0	0,0140	0,2	0,0028
71	20.2200.380.20	26.02.2020	26.08.2020	24.02.2025		0	0,0140	0,2	0,0028
72	20.2200.278.19	22.02.2019	31.05.2021	21.02.2024		0	0,0100	0,2	0,0020
73	20.2200.277.19	30.01.2019	31.03.2021	29.01.2024		0	0,0100	0,2	0,0020
74	20.2200.199.21	16.02.2021	18.06.2021	16.02.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
75	20.2200.33.21	16.02.2021	18.06.2021	16.02.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
76	20.2200.332.21	26.02.2021	28.06.2021	26.02.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
77	20.2200.387.21	16.02.2021	17.08.2021	16.02.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
78	20.2200.421.21	13.02.2021	14.08.2021	13.02.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
79	20.2200.942.21	24.03.2021	24.07.2021	24.03.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
80	20.2200.450.21	23.03.2021	21.09.2021	23.03.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
81	20.2200.1263.21	16.04.2021	16.08.2021	16.04.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
82	20.2200.1654.21	13.05.2021	25.06.2021	14.05.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
83	20.2200.1721.21	12.05.2021	12.09.2021	13.05.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
84	20.2200.1874.21	24.05.2021	05.07.2021	24.05.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
85	20.2200.2414.21	15.06.2021	27.07.2021	15.06.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
86	20.2200.2368.21	28.06.2021	27.12.2021	28.06.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
87	20.2200.2614.21	08.07.2021	19.08.2021	08.07.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
88	20.2200.2649.21	05.07.2021	16.08.2021	05.07.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
89	20.2200.3649.20	04.12.2020	04.06.2021	04.12.2022		0	0,0080	0,2	0,0016
90	20.2200.1133.21	14.04.2021	14.08.2021	14.04.2023		0	0,0080	0,2	0,0016
91	20.2200.1719.21	04.05.2021	10.09.2021	11.05.2023		0	0,0070	0,2	0,0014
92	20.2200.2530.21	30.06.2021	29.12.2021	30.06.2023		0	0,0060	0,2	0,0012
93	20.2200.290.19	30.01.2019	31.03.2021	29.01.2024		0	0,0050	0,2	0,0010
94	20.2200.1003.20	20.05.2020	18.11.2020	19.05.2025		0	0,0050	0,2	0,0010
95	20.2200.949.21	24.03.2021	24.07.2021	24.03.2023		0	0,0030	0,2	0,0006
96	20.2200.2740.21	08.07.2021	06.01.2022	08.07.2023		0	0,0030	0,2	0,0006
97	20.2200.3361.20	08.12.2020	08.06.2021	08.12.2022		0	0,0015	0,2	0,0003
98	20.2200.53.21	14.01.2021	15.07.2021	14.01.2023		0	0,0015	0,2	0,0003
99	20.2200.90.21	21.01.2021	22.07.2021	21.01.2023		0	0,0015	0,2	0,0003
100	20.2200.92.21	21.01.2021	22.07.2021	21.01.2023		0	0,0015	0,2	0,0003
101	20.2200.344.21	06.02.2021	07.08.2021	06.02.2023		0	0,0015	0,2	0,0003
102	20.2200.2271.21	09.06.2021	21.07.2021	09.06.2023		0	0,0015	0,2	0,0003
103	20.2200.2941.21	11.07.2021	09.01.2022	11.07.2023		0	0,0015	0,2	0,0003
104	20.2200.2881.21	11.07.2021	09.01.2022	11.07.2023		0	0,0015	0,2	0,0003
105	20.2200.2882.21	11.07.2021	09.01.2022	11.07.2023		0	0,0015	0,2	0,0003
106	20.2200.2883.21	11.07.2021	09.01.2022	11.07.2023		0	0,0015	0,2	0,0003
107	20.2200.1478.21	23.04.2021	22.10.2021	23.04.2023		0	0,0010	0,2	0,0002
108	20.2200.1479.21	23.04.2021	22.10.2021	23.04.2023		0	0,0010	0,2	0,0002
109	20.2200.2285.21	08.06.2021	20.07.2021	08.06.2023		0	0,0010	0,2	0,0002
110	20.2200.2284.21	09.06.2021	21.07.2021	09.06.2023		0	0,0010	0,2	0,0002
111	20.2200.2657.21	28.06.2021	09.08.2021	28.06.2023		0	0,0010	0,2	0,0002
112	20.2200.2627.21	01.07.2021	30.12.2021	01.07.2023		0	0,0010	0,2	0,0002
113	20.2200.2871.21	08.07.2021	19.08.2021	08.07.2023		0	0,0010	0,2	0,0002
						Итого	3,0190		0,6038

* 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 максимальной перспективной нагрузки ПС 110 кВ КМК с учётом реализованных актов ТП (1,414 МВА) и действующих договоров на ТП (3,392 МВА) ис учетом коэффициента их реализации (0,2) представлена в таблице 26.

Таблица 26

Максимальная перспективная нагрузка в зимний период ПС 110 КМК до 2027 года в режиме N-1.

в мегавольт-амперах

Наименование ПС	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
ПС 110 кВ КМК	23,24/116,7 (154,9%)	23,24/116,7 (154,9%)	23,24/116,7 (154,9%)	23,24/116,7 (154,9%)	23,24/116,7 (154,9%)

Данная загрузка превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов Т-1, Т-2 ($К_{ддоп}$=1,2 при температуре -14 °С (средняя за КЗ)). Данная загрузка превышает значение допустимой аварийной перегрузки в течение 24 часов ($К_{авдоп}$=1,4).

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, чтобы повлиять на загрузку трансформаторов.

Величина нагрузки, необходимой к отключению (ввод ГАО) для исключения перегрузки оборудования, составляет 5,24 МВА.

Реконструкция ПС 110 кВ КМК в части замены существующих трансформаторов 2х15 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 2х15 МВА на трансформаторы мощностью 2х25 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 1000 А в дополнение к двум существующим, либо установку трансформаторов 2х25 МВА с одной обмоткой 10 кВ, установка выключателей 110 кВ в цепях трансформаторов 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 соответствии с письмом филиала «Алтайэнерго» от 19.04.2022 № 1.1/03/1148 (приложение В) возможность перевода питания потребителей с ПС 110 кВ КМК на другие центры питания отсутствует. В связи с чем, проведение работ на данной ПС в указанном объеме и 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 2х16 МВА с переводом части нагрузки с ПС 110 кВ КМК. 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 9,033 МВт.

Величина утвержденных ТУ на ТП на период до 2026 года по ПС Ковыльная составляет 9,033 МВт. 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), объектов ООО «Контур» (деревообрабатывающее производство) (№ 8000380921 от 24.04.2019) с максимальной мощностью 3,827 МВт (4,3 МВА), объектов ТП ООО «Барнаульский завод цепей» (иная промышленность, обрабатывающие производства) (№8000409512 от 23.04.2020) с максимальной мощностью 3,033 МВт (3,4 МВА) которые предусматривают строительство ПС 110 кВ Ковыльная с мощностью трансформаторов 2х16 МВА (копии ТУ на ТП приведены в приложении Г).

При применении коэффициентов реализации ТУ на ТП, предложенных АО «СО ЕЭС» для определения мощности трансформаторов мощность данных потребителей составит 7,523 МВт (8,453 МВА):

- объекты ООО «Контур»: коэффициент реализации для «крупных» ТУ на ТП, содержащих мероприятия по строительству ПС 110 кВ Ковыльная: 0,9 (деревообрабатывающее производство),

для ПС 110 кВ cosφ=0,89,

3,827 МВт *0,9 (к-т реализации) / 0,89 (cosφ) = 3,87 МВА;

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

для ПС 110 кВ cosφ=0,89,

2,173 МВт *0,9 (к-т реализации) / 0,89 (cosφ) = 2,197 МВА;

- объекты ТП ООО «Барнаульский завод цепей»: коэффициент реализации для «крупных» ТУ на ТП, содержащих мероприятия по строительству ПС 110 кВ Ковыльная: 0,7 (категории «Иная промышленность»),

3,033 МВт *0,7 (к-т реализации) / 0,89 (cosφ) = 2,386 МВА.

Мощность, переводимая на ПС 110 кВ Ковыльная с ПС 110 кВ КМК для обеспечения работы трансформатора в режиме «N-1» не превышающем длительно допустимой величины с учётом реализованных актов ТП и действующих договоров на ТП на ПС 110 кВ КМК: 5,24 МВА.

Планируемая загрузка ПС Ковыльная с учётом перспективных потребителей, в ТУ которых включены мероприятия по строительству ПС 110 кВ Ковыльная с мощностью трансформаторов 2х16 МВА:

5,24 МВА + 8,453 МВА = 13,693 МВА, что в режиме «N-1» при мощности трансформаторов 2 по 16 МВА составит 85,58 %.

Загрузка трансформатора на ПС 110 кВ КМК для обеспечения работы трансформатора в режиме «N-1» после перевода нагрузки (5,24 МВА)

на ПС 110 кВ Ковыльная составит 18 МВА или 120 %, что не превышает длительно допустимую нагрузку ($К_{ддоп}$=1,2).

С учётом данной планируемой загрузки ПС Ковыльная при установке на ней трансформаторов мощностью 2 по 10 МВА, загрузка трансформатора в режиме (n-1) составит 136,9%.

Для ввода параметров режима в область нормальных значений рекомендуется строительство в пригородной части г. Барнаула новой ПС 110 кВ Ковыльная с установкой силовых трансформаторов 2х16 МВА с переводом части нагрузки с ПС 110 кВ КМК. Присоединение ПС планируется от проходящей рядом с участком для строительства ВЛ 110 кВ Власихинская – Топчихинская (ВЛ ВТ – 111).

Рекомендуемый срок строительства ПС 110 кВ Ковыльная – 2023год.

Мероприятия по строительству ПС Ковыльная предусмотрены ТУ на ТП № 10/14-ТП-М2/48.4000.221.14 выданными ПАО «ФСК ЕЭС».

ПС 35 кВ База СВЭС

В настоящее время на ПС 35 кВ База СВЭС установлены:

- Т-1 мощностью 2,5 МВА (ТМ-2500/35/10, год ввода в эксплуатацию - 1976, индекс технического состояния функциональных узлов – 94);
- Т-2 мощностью 2,5 МВА (ТМ-2500/35/10, год ввода в эксплуатацию - 1972, индекс технического состояния функциональных узлов – 92).

По результатам анализа контрольных замеров за 2016-2020 перегрузка трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ База СВЭС мощностью 2,5 МВА при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 35 кВ База СВЭС мощностью 2,5 МВА не выявлена. Наибольшая загрузка выявлена в 2018 году.

Максимальная загрузка трансформаторов 35 кВ ПС 35 кВ База СВЭС по данным зимнего контрольного замера 2018 года составила 2,4 МВА. При отключении Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 2,5 МВА ПС База СВЭС могла составить 96 % (39,6 А при Iном = 41,2 А).

Величина нагрузки по действующим ТУ на ТП на период до 2026 года по ПС 35 кВ База СВЭС составляет 2,38 МВт. Перечень утвержденных ТУ на ТП с приведением коэффициентов реализации приведен в таблице 27.

Таблица 27

Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2026 года по ПС 35 кВ База СВЭС.

№ № 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	20.2200.2488.18	05.07.2018	01.04.2022*	05.07.2022	Иванш ин К.А.	10	2,3800	0,9	2,1420
Итого							2,3800		2,1420

* 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.

На исполнении находятся технические условия к договору технологического присоединения производственного комплекса по переработке и производству цветных металлов и сплавов с Иваншиным К.А. № 20.2200.2488.18 от 05.07.2018, которые предусматривают реконструкцию ПС База СВЭС с заменой двух силовых трансформаторов мощностью 2,5 МВА на два силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА.

Величина выданных после зимнего контрольного замера 2020 года актов ТП составляет 0 МВт.

Величина максимальной перспективной нагрузки ПС 35 кВ База СВЭС до 2026 года с учётом реализованных актов ТП (отсутствуют) и действующих договоров на ТП (2,38 МВт) (цветная металлургия, коэффициент реализации составляет 0,9) представлена в таблице 28.

Таблица 28

Максимальная перспективная нагрузка ПС 35 кВ База СВЭС 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	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
ПС 35 кВ База СВЭС	4,7/77,5 (188,1 %)	4,7/77,5 (188,1 %)	4,7/77,5 (188,1 %)	4,7/77,5 (188,1 %)	4,7/77,5 (188,1 %)

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

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности ПС 35 кВ База СВЭС не являются эффективными.

Расчётный учёт электроэнергии организован по ячейкам 10 кВ, граница балансовой принадлежности сетей установлена на ячейках 10 кВ, в связи определение потерь на отходящих сетях не представляется возможным. Так как это сети иных собственников.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Величина нагрузки, необходимой к отключению для исключения перегрузки оборудования составляет 1,7 МВА.

Для устранения данной перегрузки рекомендуется замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА.

С учетом замены трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении другого составит 75 % (77,5 А при Іном=103,9 А).

Планируемый год ввода – 2023, год окончания финансирования – 2024;

Кроме того, увеличение мощности трансформаторов предусмотрено договором ТП от 05.07.2018 № 20.2200.2488.18.

ПС 35 кВ Санниковская

В настоящее время на ПС 35 кВ Санниковская установлены:

- Т-1 мощностью 4 МВА (ТМ-4000/35/10, год ввода в эксплуатацию - 1985, индекс технического состояния функциональных узлов –85);

- Т-2 мощностью 4 МВА (ТМ-4000/35/10, год ввода в эксплуатацию - 1992, индекс технического состояния функциональных узлов – 80).

По результатам анализа контрольных замеров за 2016-2020 гг перегрузка трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Санниковская мощностью 4 МВА при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Санниковская мощностью 4 МВА могла возникнуть в 2017, 2019 годах. Наибольшая перегрузка выявлена в 2017 году.

Максимальная загрузка трансформаторов 35 кВ ПС 35 кВ Санниковская по данным зимнего контрольного замера 2017 года составила 5,29 МВА. При отключении Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 4 МВА ПС Санниковская могла составить 132 % (87,3 А при Iном = 66 А).

Величина нагрузки по действующим ТУ на ТП на период до 2026 года по ПС 35 кВ Санниковская составляет 4,0522 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 35 кВ Санниковская

№ 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	20.2200.4043.18	15.10.2018	01.04.2021	14.10.2023	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	10	0,1500	0,2	0,0300
2	20.2200.2927.20	30.10.2020	30.10.2021	30.10.2022		0	0,1500	0,2	0,0300
3	20.2200.2579.21	05.07.2021	03.01.2022	05.07.2023		0	0,1500	0,2	0,0300
4	20.2200.1426.19	19.06.2019	30.05.2021	17.06.2024		0	0,1499	0,2	0,0300
5	20.2200.3031.20	26.10.2020	26.10.2021	26.10.2023		10	0,1450	0,2	0,0290
6	20.2200.3784.20	21.12.2020	21.12.2021	21.12.2023		0	0,1390	0,2	0,0278
7	20.2200.2014.20	13.08.2020	13.08.2021	13.08.2023		0	0,1350	0,2	0,0270
8	20.2200.2955.19	27.08.2019	26.08.2020	26.08.2022		10	0,1000	0,2	0,0200
9	20.2200.4519.19	31.01.2020	31.12.2021	29.01.2025		10	0,1000	0,2	0,0200
10	20.2200.907.21	06.04.2021	06.04.2022	05.04.2024		10	0,1000	0,2	0,0200
11	20.2200.1808.21	04.06.2021	04.06.2022	03.06.2024		0	0,1000	0,2	0,0200
12	20.2200.3972.19	23.10.2019	22.10.2020	22.10.2022		0	0,0350	0,2	0,0070
13	20.2200.382.20	16.03.2020	16.03.2021	16.03.2023		0	0,0350	0,2	0,0070
14	20.2200.3812.20	11.01.2021	11.01.2022	11.01.2024		0	0,0350	0,2	0,0070
15	20.2200.2367.21	17.06.2021	16.12.2021	17.06.2023		0	0,0250	0,2	0,0050
16	20.2200.3779.17	05.09.2017	06.03 2018	04.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
17	20.2200.2482.18	09.07.2018	08.11.2018	08.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
18	20.2200.4493.18	04.12.2018	04.06.2019	04.12.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
19	20.2200.796.19	03.04.2019	30.08.2021	01.04.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
20	20.2200.1240.19	06.05.2019	01.04.2021	04.05.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
21	20.2200.1658.19	31.05.2019	01.04.2021	29.05.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
22	20.2200.1851.19	24.06.2019	15.04.2021	22.06.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
23	20.2200.1852.19	24.06.2019	31.05.2021	22.06.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
24	20.2200.2064.19	21.06.2019	30.06.2020	19.06.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
25	20.2200.2074.19	11.07.2019	01.04.2021	09.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
26	20.2200.2093.19	03.07.2019	30.06.2020	01.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
27	20.2200.2108.19	25.06.2019	30.06.2020	23.06.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
28	20.2200.2110.19	02.07.2019	30.06.2020	30.06.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
29	20.2200.2092.19	03.07.2019	30.06.2020	01.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
30	20.2200.2107.19	03.07.2019	30.06.2020	01.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
31	20.2200.2106.19	03.07.2019	30.06.2020	01.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
32	20.2200.2111.19	02.07.2019	30.06.2020	30.06.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
33	20.2200.2104.19	23.09.2019	30.06.2020	21.09.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
34	20.2200.2096.19	12.07.2019	30.06.2020	10.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
35	20.2200.2283.19	01.08.2019	30.06.2020	30.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
36	20.2200.2483.19	22.07.2019	01.09.2020	20.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
37	20.2200.2522.19	22.07.2019	01.09.2020	20.07.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
38	20.2200.2619.19	05.09.2019	01.04.2021	03.09.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
39	20.2200.2945.19	13.08.2019	01.04.2021	11.08.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
40	20.2200.4096.19	31.10.2019	01.04.2021	30.10.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
41	20.2200.4320.19	25.11.2019	01.09.2020	23.11.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
42	20.2200.4632.19	15.01.2020	15.07.2020	13.01.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
43	20.2200.4727.19	22.01.2020	22.07.2020	20.01.2025		0	0,0150	0,2	0,0030

№ 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
44	20.2200.4726.19	22.01.2020	01.04.2021	20.01.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
45	20.2200.803.20	27.04.2020	26.10.2020	26.04.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
46	20.2200.826.20	28.04.2020	27.10.2020	27.04.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
47	20.2200.828.20	13.05.2020	11.11.2020	12.05.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
48	20.2200.964.20	27.04.2020	01.04.2021	26.04.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
49	20.2200.1145.20	18.05.2020	16.11.2020	17.05.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
50	20.2200.1335.20	11.06.2020	10.12.2020	10.06.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
51	20.2200.1590.20	30.06.2020	29.12.2020	29.06.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
52	20.2200.1622.20	19.06.2020	19.06.2021	18.06.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
53	20.2200.1916.20	28.07.2020	26.01.2021	28.07.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
54	20.2200.1937.20	06.08.2020	04.02.2021	06.08.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
55	20.2200.1985.20	07.08.2020	05.02.2021	07.08.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
56	20.2200.2031.20	11.08.2020	09.02.2021	11.08.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
57	20.2200.2169.20	20.08.2020	18.02.2021	20.08.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
58	20.2200.2276.20	25.08.2020	23.02.2021	25.08.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
59	20.2200.2342.20	01.09.2020	02.03.2021	01.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
60	20.2200.2355.20	02.09.2020	03.03.2021	02.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
61	20.2200.2429.20	03.09.2020	04.03.2021	03.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
62	20.2200.2425.20	11.09.2020	12.03.2021	11.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
63	20.2200.2509.20	14.09.2020	15.03.2021	14.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
64	20.2200.2496.20	14.09.2020	15.03.2021	14.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
65	20.2200.2607.20	15.09.2020	16.03.2021	15.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
66	20.2200.2720.20	23.09.2020	24.03.2021	23.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
67	20.2200.2775.20	25.09.2020	26.03.2021	25.09.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
68	20.2200.2848.20	05.10.2020	05.04.2021	05.10.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
69	20.2200.3315.20	09.11.2020	10.05.2021	09.11.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
70	20.2200.3387.20	12.11.2020	13.05.2021	12.11.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
71	20.2200.3424.20	12.11.2020	13.05.2021	12.11.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
72	20.2200.3451.20	18.11.2020	19.05.2021	18.11.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
73	20.2200.3540.20	24.11.2020	25.05.2021	24.11.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
74	20.2200.3564.20	24.11.2020	25.05.2021	24.11.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
75	20.2200.3738.20	16.12.2020	17.04.2021	16.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
76	20.2200.3903.20	23.12.2020	23.06.2021	23.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
77	20.2200.4020.20	12.01.2021	13.07.2021	12.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
78	20.2200.4053.20	13.01.2021	14.07.2021	13.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
79	20.2200.4052.20	11.01.2021	12.07.2021	11.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
80	20.2200.9.21	12.01.2021	13.07.2021	12.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
81	20.2200.40.21	15.01.2021	16.07.2021	15.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
82	20.2200.150.21	25.01.2021	26.07.2021	25.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
83	20.2200.166.21	26.01.2021	28.05.2021	26.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
84	20.2200.205.21	03.02.2021	04.08.2021	03.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
85	20.2200.173.21	01.02.2021	02.08.2021	01.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
86	20.2200.269.21	05.02.2021	06.08.2021	05.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
87	20.2200.340.21	03.02.2021	05.06.2021	03.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
88	20.2200.394.21	12.02.2021	14.06.2021	12.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
89	20.2200.426.21	12.02.2021	13.08.2021	12.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
90	20.2200.466.21	17.02.2021	18.08.2021	17.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
91	20.2200.604.21	25.02.2021	27.06.2021	25.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
92	20.2200.599.21	24.02.2021	25.08.2021	24.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
93	20.2200.634.21	25.02.2021	26.08.2021	25.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
94	20.2200.654.21	02.03.2021	31.08.2021	02.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
95	20.2200.631.21	01.03.2021	30.08.2021	01.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
96	20.2200.674.21	03.03.2021	03.07.2021	03.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
97	20.2200.686.21	02.03.2021	02.07.2021	02.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
98	20.2200.717.21	05.03.2021	05.07.2021	05.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
99	20.2200.750.21	04.03.2021	02.09.2021	04.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
100	20.2200.743.21	09.03.2021	09.07.2021	09.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
101	20.2200.774.21	11.03.2021	09.09.2021	11.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
102	20.2200.833.21	16.03.2021	14.09.2021	16.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
103	20.2200.836.21	12.03.2021	10.09.2021	12.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
104	20.2200.850.21	18.03.2021	16.09.2021	18.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
105	20.2200.861.21	19.03.2021	17.09.2021	19.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
106	20.2200.938.21	19.03.2021	17.09.2021	19.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
107	20.2200.962.21	26.03.2021	24.09.2021	26.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
108	20.2200.968.21	24.03.2021	24.07.2021	24.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
109	20.2200.1020.21	25.03.2021	23.09.2021	25.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
110	20.2200.1048.21	25.03.2021	25.07.2021	25.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
111	20.2200.1031.21	30.03.2021	28.09.2021	30.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
112	20.2200.1074.21	31.03.2021	31.07.2021	31.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
113	20.2200.1084.21	30.03.2021	30.07.2021	30.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
114	20.2200.1140.21	15.04.2021	15.04.2022	14.04.2024		0	0,0150	0,2	0,0030
115	20.2200.1208.21	09.04.2021	09.08.2021	09.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
116	20.2200.1246.21	12.04.2021	11.10.2021	12.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
117	20.2200.1245.21	12.04.2021	11.10.2021	12.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
118	20.2200.1311.21	19.04.2021	18.10.2021	19.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
119	20.2200.1367.21	15.04.2021	15.08.2021	15.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
120	20.2200.1358.21	23.04.2021	22.10.2021	26.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
121	20.2200.1459.21	27.04.2021	27.08.2021	27.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
122	20.2200.1646.21	08.05.2021	06.11.2021	08.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
123	20.2200.1754.21	30.04.2021	29.10.2021	30.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
124	20.2200.1837.21	12.05.2021	10.11.2021	12.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
125	20.2200.1840.21	12.05.2021	11.09.2021	12.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
126	20.2200.1855.21	13.05.2021	24.06.2021	13.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
127	20.2200.1944.21	20.05.2021	18.11.2021	20.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
128	20.2200.1945.21	25.05.2021	23.11.2021	25.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
129	20.2200.1946.21	18.05.2021	16.11.2021	18.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
130	20.2200.1865.21	18.05.2021	29.06.2021	18.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
131	20.2200.1987.21	18.05.2021	16.11.2021	18.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
132	20.2200.1971.21	20.05.2021	18.11.2021	20.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
133	20.2200.1969.21	19.05.2021	30.06.2021	19.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
134	20.2200.2008.21	21.05.2021	02.07.2021	21.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
135	20.2200.2119.21	31.05.2021	29.11.2021	31.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
136	20.2200.2039.21	31.05.2021	29.11.2021	31.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
137	20.2200.2120.21	31.05.2021	29.11.2021	31.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
138	20.2200.2042.21	26.05.2021	07.07.2021	26.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030

№ 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
139	20.2200.2026.21	01.06.2021	30.11.2021	01.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
140	20.2200.2109.21	28.05.2021	26.11.2021	28.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
141	20.2200.2073.21	27.05.2021	25.11.2021	27.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
142	20.2200.2057.21	31.05.2021	12.07.2021	31.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
143	20.2200.2046.21	31.05.2021	12.07.2021	31.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
144	20.2200.2069.21	28.05.2021	09.07.2021	28.05.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
145	20.2200.2116.21	04.06.2021	03.12.2021	04.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
146	20.2200.2178.21	03.06.2021	02.12.2021	03.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
147	20.2200.2452.21	15.06.2021	14.12.2021	15.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
148	20.2200.2453.21	22.06.2021	21.12.2021	22.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
149	20.2200.2487.21	18.06.2021	30.07.2021	18.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
150	20.2200.2471.21	25.06.2021	24.12.2021	25.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
151	20.2200.2401.21	22.06.2021	21.12.2021	22.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
152	20.2200.2575.21	23.06.2021	22.12.2021	23.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
153	20.2200.2581.21	25.06.2021	06.08.2021	25.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
154	20.2200.2674.21	30.06.2021	29.12.2021	30.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
155	20.2200.2624.21	29.06.2021	28.12.2021	29.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
156	20.2200.2558.21	28.06.2021	27.12.2021	28.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
157	20.2200.2723.21	01.07.2021	30.12.2021	01.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
158	20.2200.2677.21	28.06.2021	27.12.2021	28.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
159	20.2200.2658.21	30.06.2021	11.08.2021	30.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
160	20.2200.2381.21	29.06.2021	28.12.2021	29.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
161	20.2200.2776.21	03.07.2021	14.08.2021	03.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
162	20.2200.2775.21	05.07.2021	03.01.2022	05.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
163	20.2200.2809.21	08.07.2021	06.01.2022	08.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
164	20.2200.2855.21	08.07.2021	06.01.2022	08.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
165	20.2200.2836.21	12.07.2021	23.08.2021	12.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
166	20.2200.2913.21	09.07.2021	07.01.2022	09.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
167	20.2200.2901.21	09.07.2021	07.01.2022	09.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
168	20.2200.2673.21	01.07.2021	12.08.2021	01.07.2023		0	0,0149	0,2	0,0030
169	20.2200.321.21	03.02.2021	04.08.2021	03.02.2023		0	0,0140	0,2	0,0028
170	20.2200.1783.21	12.05.2021	10.11.2021	12.05.2023		0	0,0140	0,2	0,0028
171	20.2200.1674.21	27.04.2021	27.08.2021	27.04.2023		0	0,0130	0,2	0,0026
172	20.2200.3609.18	25.09.2018	13.08.2020	24.09.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
173	20.2200.1570.20	19.06.2020	18.12.2020	18.06.2025		0	0,0100	0,2	0,0020
174	20.2200.1420.21	23.04.2021	23.08.2021	23.04.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
175	20.2200.1421.21	23.04.2021	04.06.2021	23.04.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
176	20.2200.1490.21	20.04.2021	19.10.2021	20.04.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
177	20.2200.2543.21	24.06.2021	23.12.2021	24.06.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
178	20.2200.2772.21	08.07.2021	06.01.2022	08.07.2023		0	0,0100	0,2	0,0020
179	20.2200.579.20	15.04.2020	21.03.2021	14.04.2025		0	0,0080	0,2	0,0016
180	20.2200.2057.20	17.08.2020	15.02.2021	17.08.2022		0	0,0080	0,2	0,0016
181	20.2200.1833.21	19.05.2021	17.11.2021	19.05.2023		0	0,0080	0,2	0,0016
182	20.2200.1820.21	27.05.2021	25.11.2021	27.05.2023		0	0,0080	0,2	0,0016
183	20.2200.2118.21	03.06.2021	15.07.2021	03.06.2023		0	0,0080	0,2	0,0016
184	20.2200.2278.21	24.06.2021	05.08.2021	24.06.2023		0	0,0080	0,2	0,0016
185	20.2200.292.21	02.02.2021	03.08.2021	02.02.2023		0	0,0060	0,2	0,0012
186	20.2200.2173.21	31.05.2021	29.11.2021	31.05.2023		0	0,0060	0,2	0,0012
187	20.2200.2102.16	10.06.2016	10.06.2017	09.06.2021*		0	0,0050	0,2	0,0010
188	20.2200.2787.16	30.06.2016	29.12.2016	29.06.2021*		0	0,0050	0,2	0,0010
189	20.2200.570.21	26.02.2021	28.06.2021	26.02.2023		0	0,0050	0,2	0,0010
190	20.2200.571.21	26.02.2021	28.06.2021	26.02.2023		0	0,0050	0,2	0,0010
191	20.2200.106.20	17.01.2020	31.05.2021	15.01.2025		0	0,0020	0,2	0,0004
192	20.2200.104.20	17.01.2020	31.05.2021	15.01.2025		0	0,0020	0,2	0,0004
193	20.2200.2678.21	30.06.2021	29.12.2021	30.06.2023		0	0,0020	0,2	0,0004
194	20.2200.2679.21	30.06.2021	29.12.2021	30.06.2023		0	0,0020	0,2	0,0004
195	20.2200.2676.21	30.06.2021	29.12.2021	30.06.2023		0	0,0020	0,2	0,0004
196	20.2200.2854.21	08.07.2021	19.08.2021	08.07.2023		0	0,0020	0,2	0,0004
197	20.2200.2834.21	13.07.2021	11.01.2022	13.07.2023		0	0,0020	0,2	0,0004
198	20.2200.2835.21	13.07.2021	11.01.2022	13.07.2023		0	0,0020	0,2	0,0004
199	20.2200.2576.21	26.06.2021	07.08.2021	26.06.2023		0	0,0010	0,2	0,0002
200	20.2200.4762.16	19.10.2016	19.04.2017	18.10.2021*		0	0,0001	0,2	0,0000
201	20.2200.4763.16	19.10.2016	19.10.2017	18.10.2021*		0	0,0001	0,2	0,0000
202	20.2200.4764.16	19.10.2016	19.04.2017	18.10.2021*		0	0,0001	0,2	0,0000
203	20.2200.4786.16	19.10.2016	19.04.2017	18.10.2021*		0	0,0001	0,2	0,0000
Итого							4,0522		0,8104

* 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 максимальной перспективной нагрузки ПС 35 кВ Санниковская до 2026 года с учётом реализованных актов ТП (1,7322 МВт) и действующих договоров на ТП (4,0522 МВт) (потребители с заявленной мощностью до 670 кВт, коэффициент реализации составляет 0,2) представлена в таблице 30.

Таблица 30

Максимальная перспективная нагрузка ПС 35 кВ Санниковская 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	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
ПС 35 кВ Санниковская	6,53/108,6 (163,3%)	6,53/108,6 (163,3%)	6,53/108,6 (163,3%)	6,53/108,6 (163,3%)	6,53/108,6 (163,3%)

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

Величина потерь в отходящих сетях 10-0,4 кВ составляет 11,28%, при величине нормативных потерь 11,05%.

Перевод нагрузки на другие центры питания невозможен.

Величина нагрузки, необходимой к отключению для исключения перегрузки оборудования составляет 1,73 МВА.

Для устранения данной перегрузки рекомендуется замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2х4 МВА на трансформаторы мощностью 2х10 МВА. При замене трансформаторов на 2х6,3 МВА загрузка в режиме N-1 оставшегося в работе трансформатора будет выше номинальной (6,53 МВА – 103,6 %). Крометого, в районе ПС Санниковская ведется массовое строительство нового жилья, в дальнейшем не будет возможности заключать новые договоры на ТП.

С учетом замены трансформаторов на 2х10 МВА загрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении другого составит 65,3 % (108,6 А при Iном=165 А).

Год ввода ПС 35 кВ Санниковская – 2022, год окончания финансирования – 2023.

Мероприятия по увеличению мощности силовых трансформаторов на ПС Санниковская предусмотрены выданными ТУ № 8000392092 по договору об осуществлении ТП № 20.2200.2955.19 со Злобиным А.В. (максимальная мощность 100 кВт).

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

ТОСЭР «Заринск»

В настоящее время электроснабжение ТОСЭР «Заринск» осуществляется от 4 питающих центров 110(35)/10 кВ филиала «Алтайэнерго» и от шин ГРУ 6 кВ ТЭЦ «Алтай-Кокс».

ТОСЭР «Новоалтайск»

В настоящее время электроснабжение потребителей на ТОСЭР «Новоалтайск» обеспечивается от 2 питающих центров ГПП «НЗЖБИ» 35/6 кВ, ГПП «Алтайкровля» 110/6 кВ, ПС 110 кВ Новоалтайская.

В связи с отсутствием перспективных потребителей ТОСЭР «Заринск» и ТОСЭР «Новоалтайск» (отсутствуют утвержденные ТУ на ТП) информация об электроснабжении ТОСЭР приведена справочно. Мероприятия, необходимые для обеспечения электроснабжения перспективных потребителей ТОСЭР, 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 – 73).

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 6 приложения к приказу как для трансформатора с системой охлаждения Д, находящегося в эксплуатации 30 лет и более).

По результатам анализа контрольных замеров за 2017–2021 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 2017–2018 годы. Наибольшая перегрузка выявлена в 2017 году.

Максимальная зимняя загрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Волчихинская мощностью 6,3 МВА за 2017–2021 гг. наблюдалась по данным зимнего контрольного замера в 2017 году (20.12.2017 при температуре -22,6 °С) и составила 8,59 МВА (136 % при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для зимнего периода (Кддоп=1,2)). Величина нагрузки, необходимой к отключению (ввод ГАО) для исключения перегрузки оборудования составляет 1,03 МВА.

Максимальная летняя загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Волчихинскаяза 2017–2021 гг. наблюдалась по данным летнего контрольного замера 2018 года (20.06.2018 при температуре +19,5 °С) и составила 6,58 МВА (104% при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода (Кддоп=1)). Величина нагрузки, необходимой к отключению (ввод ГАО) для исключения перегрузки оборудования составляет 0,28 МВА.

Величина максимальной перспективной нагрузки ПС 110 кВ Волчихинская до 2027 года с учётом действующих договоров на ТП, приведенных в таблице 32 (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 31.

Таблица 31

Максимальная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Волчихинская до 2027 года с учётом реализованных актов ТП и действующих договоров на ТП и величина загрузки трансформатора в режиме N-1

в мегавольт-амперах

Наименование ПС	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
ПС 110 кВ Волчихинская	8,73 (138,6 %)	8,73 (138,6 %)	8,73 (138,6 %)	8,73 (138,6 %)	8,73 (138,6 %)	8,73 (138,6 %)

Таблица 32

Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2027 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	0,4000	0,2	0,0800
2	20.2200.2020.21	11.06.2021	10.12.2021	11.06.2023		0	0,1500	0,2	0,0300
3	20.2200.4815.19	17.02.2020	17.08.2020	15.02.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
4	20.2200.1455.21	21.04.2021	21.08.2021	21.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
5	20.2200.463.21	08.04.2021	08.08.2021	08.04.2023		0	0,0125	0,2	0,0025
6	20.2200.2402.20	04.09.2020	05.03.2021	04.09.2022		0	0,0080	0,2	0,0016
7	20.2200.1195.21	15.04.2021	14.10.2021	15.04.2023		0	0,0080	0,2	0,0016
						Итого	0,6085		0,1217

* 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.

Данная загрузка превышает длительно допустимую нагрузку трансформатора Т-1 (Кддоп=1,2 при температуре -14°С (средняя за КЗ)). Величина нагрузки, необходимой к отключению для исключения перегрузки оборудования составляет 1,17 МВА.

Данная загрузка не превышает значение допустимой аварийной перегрузки в течение 24 часов ($К_{авдоп}$=1,4).

В соответствии с письмами филиала «Алтайэнерго» от 24.12.2021 № 1.1/03/18 (приложение Б) и 19.04.2022 № 1.1/03/1148 (приложение В) о направлении утвержденной «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 2022-2026 гг.»:

- 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, 10 кВ в объеме 1,2 МВА, что позволяет снизить загрузку трансформатора Т-1 до 7,53 МВА. (119,5 %), что не превышает длительно допустимую нагрузку трансформатора Т-1. С учетом перевода нагрузки на другие ПС в объеме 1,2 МВА ввод ГАО на ПС 110 кВ Волчихинская не требуется.

ТУ на ТП, в которые включены мероприятия по замене силового трансформатора Т-1, отсутствуют.

Согласно контрольных замеров, следующих после зимнего контрольного замера 2017 года, наблюдается устойчивая динамика снижения фактической максимальной нагрузки ПС 110 кВ Волчихинская (в декабре 2021 года загрузка составила 7.27 МВА т.е. 115 % от номинала наименьшего трансформатора).

На основании вышеизложенного в ближайшие годы рекомендуется проводить 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 – 85);

Т-2 мощностью 10 МВА (ТДТН-10000/110/35/10, год ввода в эксплуатацию – 1974, индекс технического состояния функциональных узлов – 81).

По результатам анализа контрольных замеров за 2017–2021 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 2017–2019 годах. Наибольшая перегрузка выявлена в 2017 году.

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 № 81;

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).

Максимальная зимняя загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Предгорная за 2017-2021 годвы наблюдалась по данным зимнего контрольного замера 2017 года (20.12.2017 при температуре -22,6 °С) и составила 8,69 МВА (138% при отключении трансформатора Т-2,

мощностью 10 МВА, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для зимнего периода (Кддоп=1,2)). Величина нагрузки, необходимой к отключению (ввод ГАО) для исключения перегрузки оборудования составляет 1,13 МВА.

Максимальная летняя загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Предгорная за 2017–2021 гг. наблюдалась по данным летнего контрольного замера 2021 года (16.06.2021 при температуре +22,3 °С) и составила 6,09 МВА (96,7% при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА), что не превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода (Кддоп=0,979)).

Величина нагрузки по действующим ТУ на ТП на период до 2027 года по ПС 110 кВ Предгорная составляет 0,677 МВт. Перечень утвержденных ТУ на ТП с приведением коэффициентов реализации приведен в таблице 33.

Таблица 33

Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2027 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	20.2200.1216.21	22.04.2021	21.10.2021	22.04.2023	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	10	0,1490	0,2	0,0298
2	20.2200.108.20	14.02.2020	31.05.2021	12.02.2025		0	0,1200	0,2	0,0240
3	20.2200.897.21	08.04.2021	07.10.2021	08.04.2023		0	0,0900	0,2	0,0180
4	20.2200.4081.19	18.11.2019	17.10.2021	17.11.2022		0	0,0200	0,2	0,0040
5	20.2200.645.18	15.03.2018	15.07.2022	14.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
6	20.2200.2066.18	25.06.2018	30.11.2020	24.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
7	20.2200.4749.19	16.01.2020	15.01.2021	14.01.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
8	20.2200.4828.19	22.01.2020	21.01.2021	20.01.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
9	20.2200.371.20	18.02.2020	17.02.2021	16.02.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
10	20.2200.1222.20	06.08.2020	01.05.2022	05.08.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
11	20.2200.1409.20	22.06.2020	15.09.2021	21.06.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
12	20.2200.1514.20	23.06.2020	23.06.2021	22.06.2025		0	0,0150	0,2	0,0030
13	20.2200.2041.20	18.08.2020	01.09.2022	18.08.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
14	20.2200.3906.20	25.12.2020	26.04.2021	25.12.2022		0	0,0150	0,2	0,0030
15	20.2200.160.21	27.01.2021	28.07.2021	27.01.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
16	20.2200.336.21	08.02.2021	08.02.2022	08.02.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
17	20.2200.876.21	16.03.2021	16.07.2021	16.03.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
18	20.2200.1103.21	06.04.2021	05.10.2021	06.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
19	20.2200.1516.21	22.04.2021	21.10.2021	22.04.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
20	20.2200.2275.21	11.06.2021	10.12.2021	11.06.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
21	20.2200.2825.21	02.07.2021	31.12.2021	02.07.2023		0	0,0150	0,2	0,0030
22	20.2200.715.21	10.03.2021	08.09.2021	10.03.2023		0	0,0140	0,2	0,0028
23	20.2200.2358.20	28.08.2020	31.03.2021	28.08.2022		0	0,0110	0,2	0,0022
24	20.2200.2149.21	17.06.2021	17.06.2022	17.06.2023		0	0,0110	0,2	0,0022
25	20.2200.252.20	25.02.2020	01.06.2021	23.02.2025		0	0,0070	0,2	0,0014
						Итого	0,6770		0,1354

* 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 2021 года актов ТП составляет 0,1554 МВт.

Величина максимальной перспективной нагрузки ПС 110 кВ Предгорная до 2027 года с учётом реализованных актов ТП (0,1554 МВт) и действующих договоров на ТП (0,677 МВт) (потребители с заявленной мощностью до 670 кВт, коэффициент реализации составляет 0,2) представлена в таблице 34.

Таблица 34

Максимальная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Предгорная до 2027 года с учётом реализованных актов ТП и действующих договоров на ТП и величина загрузки трансформатора в режиме N-1 в зимний период

в мегавольт-амперах/амперах

Наименование ПС	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
ПС 110 кВ Предгорная	8,88 (141 %)	8,88 (141 %)	8,88 (141 %)	8,88 (141 %)	8,88 (141 %)	8,88 (141 %)

Данная загрузка превышает длительно допустимую нагрузку трансформатора Т-1 (Кддоп=1,2 при температуре -14 °С (средняя за КЗ)).

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

В соответствии с письмами филиала «Алтайэнерго» от 24.12.2021 № 1.1/03/18 (приложение Б) и от 19.04.2022 № 1.1/03/1148 (приложение В):

- мероприятия по снижению потребления реактивной мощности ПС 110 кВ Предгорная не являются эффективными;
- 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 0,4 МВт, 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 1,32 МВА.

ТУ на ТП, в которые включены мероприятия по замене силового трансформатора Т-1 отсутствуют.

По данным зимних контрольных замеров нагрузка на ПС 110 кВ Предгорная в период с 2018 года по 2021 год составляла: 7,12 МВА (19.12.2018), 6,9 МВА (18.12.2019), 2020 года – 7,4 МВА (16.12.2020), 7,43 МВА (15.12.2021) соответственно. Данная загрузка не превышала длительно допустимую нагрузку трансформатора Т-1 (Кддоп=1,2).

В связи с динамикой загрузки силовых трансформаторов 110 кВ с 2018–2021 годов рекомендуется организовать мониторинг загрузки ПС 110 кВ Предгорная. Срок проведения реконструкции ПС определять на основании анализа результатов мониторинга.

Кулундинский энергорайон

Электроснабжение Мамонтовского и Романовского районов осуществляется по тупиковому транзиту 110 кВ Корчинская – Мамонтовская – Романовская – Сидоровская (одноцепнаяВЛ 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 10,66 МВт (по данным контрольного замера 15.12.2021).

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 3,44 МВт (по данным контрольного замера 15.12.2021).

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.

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 Гальбштадтская-Бурлинская будет обеспечено двойное питание 2-х ПС 110 кВ Бурлинская и Новосельская, тем самым повышена надежность электроснабжения потребителей Бурлинского района Алтайского края.

Мероприятия по строительству ВЛ 110 кВ Сидоровская-Завьяловская и ВЛ 110 кВ Гальбштадтская-Бурлинская, рассмотренные в подразделе «Кулундинский энергорайон», не предусмотрены в корректировке инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2022–2027 годы.

4.3. Анализ по центрам питания (ПС) 35/110 кВ использования мощности (фактической нагрузки) за 2019–2021 годы

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

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2019 году составляла менее 50 %, приведены в таблице 1 приложения 3.

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2020 году составляла менее 50 %, приведены в таблице 2 приложения 3.

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2021 году составляла менее 50 %, приведены в таблице 3 приложения 3.

Анализ по центрам питания (ПС) 35/110 кВ использования мощности (фактической нагрузки) за 2019–2021 годы показал, что количество ПС с фактической нагрузкой менее 50 % варьируется в пределах 213-238 шт. ежегодно, что составляет примерно 70 % 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 определяется 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 2023–2027 годы

5.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Алтайского края

Схема и программа «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2023–2027 годы разработана в соответствии с целями и задачами, установленными документами стратегического планирования регионального и федерального уровня.

Стратегическое развитие топливно-энергетического комплекса Алтайского края должно исходить из реализации следующих стратегических целей:

повышение энергетической безопасности края;

повышение энергетической эффективности экономики края;

устойчивое функционирование предприятий ТЭК края.

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

безаварийное и безопасное функционирование энергосистемы Алтайского края;

создание условий для использования возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ);

реализация проектов по газификации края;

энергосбережение и повышение энергетической эффективности.

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

повышение надежности энергоснабжения производственных, социально значимых потребителей и населения;

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

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 «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;

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 олнечных (СЭС) и ветряных (ВЭС) электростанций, малых ГЭС, биогазовых установок.

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 производства тепловой и электрической энергии;

снижение потерь тепловой и электрической энергии в передающих сетях;

снижение потерь топливно-энергетических ресурсов у потребителей;

снижение энергоемкости ВРП;

снижение расхода топливно-энергетических ресурсов 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 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 буроугольного месторождения. Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1209-р, 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 буроугольного месторождения Алтайского края 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 теплопотребления по промышленным предприятиям и зонам централизованного теплоснабжения городских округов Алтайского края, отнесенных к крупным потребителям тепловой энергии.

Таблица 30

Фактические и прогнозируемые показатели теплопотребления крупных потребителей и зон централизованного теплоснабжения городских округов Алтайского края на 2021–2027 годы
(по данным муниципальных образований)

тыс. Гкал

Наименование потребителя, источники покрытия	Годы						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	факт	прогноз					
1	2	3	4	5	6	7	8
АО «Алтай-Кокс» (на собственные нужды)	547,5	497,7	497,7	497,7	497,7	497,7	497,7
ОАО «Кучуксульфат» (на собственные нужды)	457,8	475,0	475,0	475,0	475,0	475,0	475,0
г. Барнаул, централизованное теплоснабжение	4072,3	3996,5	4115,4	4098,4	4098,4	4098,4	4098,4
покрытие:							
Барнаульские ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3	3974,6	3909,8	4115,4	4098,4	4098,4	4098,4	4098,4
муниципальные котельные	97,7	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7
г. Алейск, централизованное теплоснабжение	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6
покрытие:							
ООО «Алейская тепловая компания»	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6
ведомственные котельные	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
г. Белокуриха, централизованное теплоснабжение	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0
покрытие:							
ГП ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
котельная АО «Теплоцентраль Белокуриха»	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0
г. Бийск, централизованное теплоснабжение	1774,0	1781,8	1802,0	1812,2	1828,8	1845,4	1845,4
покрытие:							
Бийская ТЭЦ-1	1704,6	1712,4	1732,6	1742,8	1759,4	1776,0	1776,0
муниципальные котельные	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4
г. Заринск, централизованное теплоснабжение	386,4	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0
покрытие:							
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	375,7	305,3	305,	305,3	305,3	305,0	305,0

1	2	3	4	5	6	7	8
муниципальные и ведомственные котельные	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
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:							
Руб ТЭК АО «Барнаульская генерация»	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 ООО МУП Коммунальщик	111,7	111,7	111,7	111,7	111,7	111,7	111,7
ЗАТО Сибирский, централизованноетеплоснабжение	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 теплопотребления, анализа тенденций в потреблении тепловой энергии, с учетом взаимозаменяемости энергоносителей в сфере теплоснабжения, информации муниципальных образований Алтайского края и крупных потребителей теплоовой энергии.

Таблица 31

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

Показатель	Годы						
	2021	2022	2023	2043	2025	2026	2027
	факт	прогноз					
1	2	3	4	5	6	7	8
Потребление тепло-энергии, тыс. Гкал	9266,2	9271,2	9276,2	9281,2	9286,2	9291,2	9296,2
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 32

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

тыс. Гкал

Отпуск теплоэнергии	Годы						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	факт	прогноз					
От электростанций ТГК	7389,5	7394,5	7399,5	7404,5	7409,5	7414,5	7419,5
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 33

Прогноз электропотребления энергосистемы Алтайского края

Показатель, единицы измерения	Годы					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление, млрд. кВт·ч	10216,0	10240,0	10276,0	10253,0	10256,0	10259,0
Прогнозные темпы прироста, %	-0,3	0,2	0,4	-0,2	0,0	0,0

Согласно прогнозу электропотребления, в энергосистеме Алтайского края, на основании данных проекта «Схемы и программы развития единой

энергетической системы России 2022–2028 годов» величина электропотребления в период 2023–2027 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост электропотребления в энергосистеме Алтайского края за последующие пять лет (в период 2023–2027 годов) составит 19 млн.кВт·ч, или на 0,19 %.

5.4. Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края на 2023–2027 годы

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края принят в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2022–2028 годы для Алтайского края (таблица 34).

Согласно прогноза максимального потребления мощности в энергосистеме Алтайского края, величина максимального потребления мощности в период 2023–2027 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост максимального потребления мощности в энергосистеме Алтайского края за последующие пять лет составит 2,0 МВт, или 0,1 %.

Таблица 34

Прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Алтайского края на 2022–2027 годы

Показатель	Годы					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимальное потребление мощности, МВт	1772,0	1775,0	1776,0	1776,0	1777,0	1777,0
Прогнозные среднегодовые темпы прироста/снижения, %	3,9	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0

Детализация прогноза электропотребления и максимума потребления мощности по крупным потребителям энергосистемы Алтайского края представлена в таблице 35.

Таблица 35

Прогноз электропотребления и максимума нагрузки крупных потребителей Алтайского края на 2022–2027 годов (по данным компаний)

Потребитель	Годовое электропотребление, млн. кВт·ч						Максимальное потребление мощности, МВт					
	годы						годы					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ЗСЖД – филиал ОАО «РЖД»	885,29	885,29	885,29	885,29	885,29	885,29	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
АО «Алтай-Кокс»	124,87	121,8	121,8	121,8	121,8	124,87	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8
АО «Алтайвагон»	42,30	42,30	42,30	42,30	42,30	42,30	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
ОАО «Кучуксульфат»	61,40	61,40	61,40	61,40	61,40	61,40	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
ООО «Барнаульский водоканал»	45,38	45,38	45,38	45,38	45,38	45,38	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10
МУП «ГОРЭЛЕКТРОТРАНС» Г. БАРНАУЛА	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68
ОАО «Барнаульский пивоваренный завод»	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
АО «Алтайский бройлер»	21,55	21,55	21,55	21,55	21,55	21,55	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
МУП Г. БИЙСКА «ВОДОКАНАЛ»	18,42	18,42	18,42	18,42	18,42	18,42	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
АО «Вимм-Билль-Данн»	15,44	15,44	15,44	15,44	15,44	15,44	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
АО БМК «МЕЛАНЖИСТ АЛТАЯ»	21,74	21,74	21,74	21,74	21,74	21,74	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17
ООО «ГОЛУХИНСКИЙ ЦЕМЕНТ»	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58

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 2023–2027 годов

Перечень вводов/выводов котельного оборудования на электростанциях Алтайского края (по данным генерирующих компаний) представлены в таблице 36.

Таблица 36

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	2022	уголь	-27,9	24,0	
	к/а 2	вывод	2022	уголь	-27,9	24,0	
	к/а 3	вывод	2022	уголь	-27,9	24,0	
	к/а 1	ввод	2022	уголь	51,87	44,6	
	к/а 2	ввод	2022	уголь	51,87	44,6	
	к/а 3	ввод	2022	уголь	51,87	44,6	
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	котел ДЕ 25-24-380 ГМ	вывод	2023	природный газ	18,6	16	
	котел ДЕ 25-24-380 ГМ	ввод	2023	природный газ	18,6	16	
	котел ДЕ 25-24-380 ГМ	вывод	2025	природный газ	18,6	16	
	котел ДЕ 25-24-380 ГМ	ввод	2025	природный газ	18,6	16	
	котел ДЕ 16-24-380 ГМ	вывод	2027	природный газ	11,6	10,0	
	котел ДЕ 16-24-380 ГМ	ввод	2027	природный газ	11,6	10,0	

Изменений установленной мощности действующих и новых электростанций Алтайского края на 2023–2027 годы в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2022–2028 годы не планируется.

Таблица 37

Установленные мощности электростанций Алтайского края
на период до 2027 года

МВт

Электростанции	Прогнозный период, год					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Всего, в том числе:	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309
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:	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ТЭЦ	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309
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

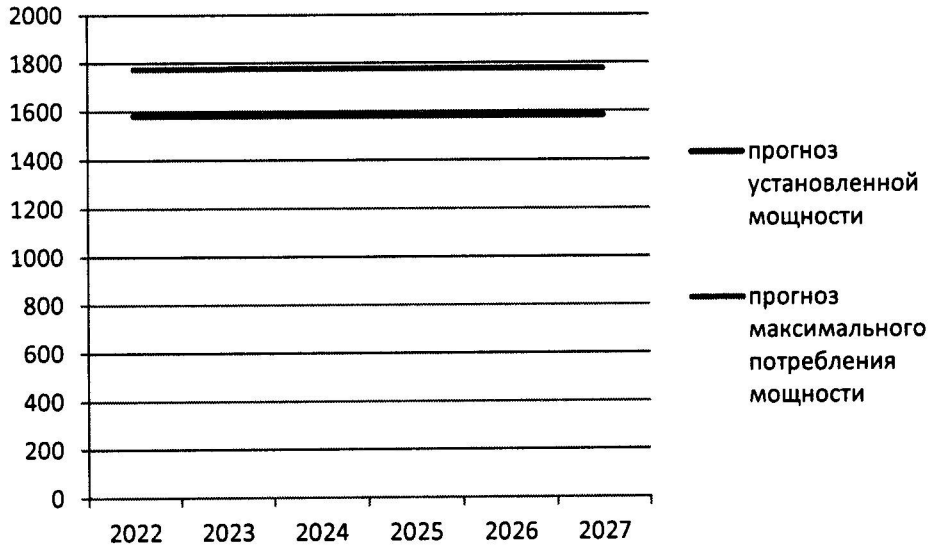


Рисунок 7. Прогноз установленной мощности и потребления мощности энергосистемы Алтайского края в 2022–2027 годах

Таблица 38

Перспективныеобъемы потребления электрической энергии и мощности территориальной энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2022–2028 годы

Показатель	Единицы измерения	Прогнозируемый период					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
По энергосистемеРеспублики Алтай и Алтайского края							
Потребление электроэнергии	млн.кВт·ч	10793,0	10823,0	10864,0	10843,0	10849,0	10855,0
Максимальная мощность	МВт	1882,0	1886,0	1887,0	1888,0	1890,0	1890,0
По энергосистеме Алтайского края							
Потребление электроэнергии	млн.кВт·ч	10216,0	10240,0	10276,0	10253,0	10256,0	10259,0
Максимальная мощность	МВт	1772,0	1775,0	1776,0	1776,0	1777,0	1777,0

Величина максимального потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в период 2023–2027 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост максимальногопотребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в период 2023-2027 годов составит 4 МВт, или приблизительно 0,21 %. Прирост электропотребления энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края за указанный период составит 32 млн. кВт·ч, или на 0,3 %

Таблица 39

Перспективный баланс мощности энергосистемы Алтайского края на период 2022–2027 годов

МВт

Показатели	Прогнозный период, год					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимум потребления мощности	1772	1775	1776	1776	1777	1777
Установленная мощность,	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС, в том числе	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309
КЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
прочие	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
ТЭС	36,323	36,323	36,323	36,323	36,323	36,323
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность на час максимума потребления мощности	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ТЭС, в том числе	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986
КЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ТЭЦ	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
прочие	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Избыток (+) / Дефицит (-)	-226,014	-229,014	-230,014	-230,014	-231,014	-231,014

Как следует из таблицы 39, баланс мощности энергосистемы Алтайского края складывается с приемом мощности из соседних энергосистем. На протяжении рассматриваемого прогнозного периода величина приема мощности возрастает, что обусловлено ростом потребления мощности потребителями энергосистемы Алтайского края (прирост на 5,0 МВт за рассматриваемый период 2022–2027 годов) при отсутствии вводов генерирующих мощностей участвующих в покрытии максимального потребления на территории Алтайского края.

За основуперспективного баланса электроэнергии взят прогноз электропотребления энергосистемы Алтайского края (таблица 38) согласно данным проекта СиПР ЕЭС на 2022–2028 годы.

Таблица 40

Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Алтайского края на период 2022–2027 годов

млн. кВт·ч

Показатели	Прогнозный период, год					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление	10216	10240	10276	10253	10256	10259
Выработка	6012	7111	7315	7372	7384	7396
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	6012	7111	7315	7372	7384	7396
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*	4204	3129	2961	2881	2872	2863

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

Баланс электроэнергии энергосистемы Алтайского края в период 2022–2027 годов прогнозируется с приемом электроэнергии из соседних энергосистем. Прием электроэнергии в 2022 году ожидается на уровне 4204 млн. кВт·ч. К 2027 году прогнозируется снижение приема электроэнергии относительно 2022года на 1341 млн. кВт·ч до величины 2863 млн кВт·ч. За период 2022–2027годы прогнозируется рост электропотребления энергосистемы Алтайского края на 43 млн кВт·ч, при этом, увеличение выработки электроэнергии за тот же период составит 1384 млн. кВт·ч.

Величина приема электроэнергии в 2022 году составит 41,16 % от суммарного электропотребления энергосистемы Алтайского края. В результате более низких темпов роста электропотребления по сравнению с темпами роста выработки электростанций, величина приема электроэнергии в 2027 году снизится до 27,91 % 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 41

Перспективный баланс мощности энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай на период 2022–2027 годов

МВт

Показатели	Прогнозный период, год					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимум потребления мощности	1882	1886	1887	1888	1890	1890
Установленная мощность	1702,309	1702,309	1702,309	1702,309	1702,309	1702,309
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС, в том числе	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309
КЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309	1582,309
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	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ТЭС, в том числе	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986
КЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ТЭЦ	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986	1545,986
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
прочие	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Избыток (+) / Дефицит (-)	-336,014	-340,014	-341,014	-342,014	-344,014	-344,014

Таблица 42

Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай на период 2022–2027 годов

млн. кВт·ч

Показатели	Прогнозный период, год					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление	10793	10823	10864	10843	10849	10855
Выработка	6143	7258	7463	7520	7531	7543
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	6012	7111	7315	7372	7384	7396
КЭС	0	0	0	0	0	0
ВЭС						
СЭС	131	147	147	147	147	147
прочие	0	0	0	0	0	0
Сальдо перетоков электрической энергии*	4650	3565	3401	3323	3318	3312

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

Исходя из данных, приведенных в таблице 41 и таблице 42, перспективные балансымощности 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 буроугольного 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 Алтайской КЭС мощностью 700 МВт в Солтонском районе. Объем производства электроэнергии стенцией оценивается в размере более 4,5 млрд. кВт·ч в год.

В случае принятия решения о строительстве Алтайской КЭС необходимо обеспечить строительство объектов электросетевого хозяйства для выдачи мощности станции. Режимно-балансовая необходимость

в строительстве электростанции отсутствует. Сведения о строительстве Алтайской КЭС в проекте СиПР ЕЭС на 2022–2028 годы отсутствуют.

В то же время Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1209-р, 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 КЭС на базе Мунайского месторождения в долгосрочной перспективе в период с 2030 по 2035 годы.

Валовый потенциал (количество энергии, заключенное в данном виде энергоресурса при условии ее полного полезного использования) развития ВИЭ в Алтайском крае представлан в таблице 43.

Таблица 43

Ресурсы ВИЭ Алтайского края

Наименование ресурса	Валовый потенциал, млн. т у.т./год
Малая гидроэнергетика	5,2
Энергия биомассы	0,8
Энергия ветра	1126,0
Энергия солнечной радиации	26038,3
Низкопотенциальное тепло	529,9
Итого	27700,2

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.

Населенные пункты, на территории которых возможна реализация пилотных проектов по сооружению ветрогенерирующих установок малой мощности, приведены в таблице 44.

Таблица 44

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
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

В Таблице 45 приведены основные потенциальные для строительства малые ГЭС.

Таблица 45

Основные характеристики малых ГЭС

Наименование малой ГЭС	Место расположения	Установленная электрическая мощность, МВт	Расчетная выработка, млн. кВт·ч
Солонешенская МГЭС	р. Ануй, Солонешен-ский район	1,2	4,8
Гилевская МГЭС	Гилевскоеводохра-нилище, Локтевский район	2,4	8,3
Чарышская МГЭС	р. Чарыш, Чарышский район	15,0	51,8
Красногородская МГЭС	р. Песчаная, Смолен-ский 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

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

Одним из направлений развития ВИЭ в Алтайском крае, где традиционно развито растениеводство и животноводство, может стать использование биотоплива, использующего отходы данных производств и иловые остатки сточных вод.

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 режимов работы энергорайона 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, Барнаульская ГТ ТЭЦ и ПС 220 кВ Власиха, связанная по двухцепной ВЛ 220 кВ с ПС 500 кВ Барнаульская (Первомайский район Алтайского края) и ПС 220 кВ 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 СГК. 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 станцийв 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.

На Барнаульской ГТ ТЭЦ, принадлежащей АО «ГТ Энерго» установлены 4 газотурбинные установки, установленная мощность – 36 МВт.

Мощность Барнаульской ГТ ТЭЦ выдается в две ВЛ 110 кВ – ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100), ВЛ 110 кВ Сибэнергомаш – Опорная (ВЛ СО-102).

ПС 220 кВ Власиха – современный энергообъект, который принадлежит ЗСП МЭС, не имеющий 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 г. Барнаула, а также близлежащих районов края. Данная подстанция удовлетворяет растущий спрос потребителей электроэнергии и дает импульс дальнейшему развитию экономики города.

На ПС 220 кВ Власиха установлены два АТ –АТДЦТН – 200000/ 220/ 110 УХЛ1.

Электроснабжение г. Барнаула от ПС 220 кВ Чесноковская осуществляется по двухцепной ВЛ 110 кВ Опорная – Чесноковская с отпайками на ПС Береговая (ВЛ ОЧ-91, ВЛ ОЧ-92). ПС 220 кВ Чесноковская принадлежит ЗСП МЭС. На подстанции установлены два АТ – АТДЦТН – 200000/ 220/ 110 УХЛ1.

Источниками покрытия электрических нагрузок города являются 45 подстанций, в том числе:

ПС 220 кВ – 2 шт.;

ПС 110/10 кВ – 16 шт.;

ПС 110/6 кВ – 16 шт.;

ПС 35/10 кВ – 1 шт.;

ПС 35/6 кВ – 10 шт.

В энергосистеме г. Барнаула по состоянию на 01.01.2022 находится 56 распределительных пунков (РП) 6-10 кВ, собственником которых является ООО «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 (ООО «БСК»), 55,963 км (ООО «Энергия-Транзит») из них:

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

воздушных – 235,049км (ООО «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 энергорайона г. Барнаула

В связи с тем, что в 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 – Барнаульская ТЭЦ-3 – Барнаульская ТЭЦ-2 с имеющейся нагрузкой. Расчёт выполнялся для режима зимних максимальных нагрузок при температуре наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (t= -36°) и летних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 (t= +30°) на 2023 год.

Максимальное потребление энергорайона г. Барнаула получено в результате пропорционального увеличения потребления мощности в ПВК RastrWin по энергосистеме Алтайского края до прогнозной мощности на 2023 год.

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 2022–2026 годы;

документов и предложений энергокомпаний.

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

строительство ПС 110 кВ Ковыльная (2х16 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 кВВласиха – Топчихинская с отпайками (КВЛ 110 кВ ВТ-111) с разрезанием линии и строительством шлейфового захода на ПС 110 кВ Ковыльная с образованием новых ВЛ 110 кВВласиха – 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 кВВласиха – 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.

В расчетах использовалась генерация станций на день зимнего и летнего контрольного замера 2021 года, мощности электростанций по сезонам года (зима/лето) приведены ниже в таблице 48.

Таблица 46

Располагаемые мощности электрических станций г. Барнаула

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 Р58670-2019 «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 49.

Расчет режимов в электрической сети 110 кВ г. Барнаула

Превышение допустимой токовой нагрузки электрической сети 110 кВ городского округа – г. Барнаула на этих ВЛ в проведенных в ПК RastrWinрасчетах не выявлено.

Перегруз по току возможен в послеаварийных режимах с загрузкой Барнаульских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 до значений максимальной располагаемой мощности. Для снижения перетока по 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 на Барнаульской ТЭЦ-2 установлена автоматика (АОПО) на разгрузку генераторов. Ограничение станции осуществляется

только в послеаварийном режиме действием противоаварийной автоматики.

Результаты расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения для данных режимов 2023 года сведены в таблицы 3-4 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 21-36 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

5.7.3 Рекомендации по развитию энергорайона 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). Предусмотрен перевод части нагрузок с ПС 110 кВ КМК на ПС 110 кВ Ковыльная.

Установка в ЗРУ 110 кВ ПС 110 кВ АТИ элегазовых выключателей. Замена оборудования на ПС 110 кВ АТИ обусловлена необходимостью приведения показателей надежности и качества электроснабжения потребителей в соотвтетствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг».

В качестве рекомендаций администрации г. Барнаула совместно с электросетевыми компаниями необходимо в отдельной работе проработать следующие вопросы:

по технической возможности присоединения перспективной жилой застройки земельного участка мощностью 26,06 МВт находящегося в северо-западном направлении от пересечения улицы Просторной и Павловского тракта (Северо-Западный планировочный район);

энергоснабжению точечной застройки Центрального района г. Барнаула;

подключению новых потребителей в нагорной части г. Барнаула (жилой комплекс «Хорошоево» 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);

обеспечения планов развития территории в границах улиц Интернациональной, Гоголя, Ползунова, переулков Радищева, Ядринцева, проспекта Красноармейского.

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 сокращение 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. В качестве исходных данных приняты данные зимнего контрольного замера и летнего контрольного замера 2021 года.

Прогнозная максимальная мощность Алтайского края соответствует данным приведенным в таблице 47.

Таблица 47

	Потребление, МВт							
	Зима					Лето		
	макс ($Т_{зима0,92}$)	макс ($Т_{ср.сипр}$)	мин ($Т_{зима0,92}$)	макс ($Т_{-5}$)	мин ($Т_{-5}$)	макс ($Т_{лето\ 0,98}$)	макс ($Т_{лето\ ср}$)	Мин ($Т_{лето\ ср}$)
2023	1846	1775	1242	1598	1076	1276	1196	755
2024	1847	1776	1243	1599	1076	1277	1197	755
2025	1847	1776	1243	1599	1076	1277	1197	755
2026	1848	1777	1244	1600	1077	1278	1197	756
2027	1848	1777	1244	1600	1077	1278	1197	756

* Для формирования моделей режимов прогнозная величина потребления мощности определена для режимно-балансовых условий и характерных температурных условий согласно ГОСТ Р58670-2019.

Генерация станций, принятая в расчетных моделях, приведена в таблице 48.

Таблица 48

Наименование станции	Генерация, МВт			
	Зима*		Лето**	
	максимум	минимум	Максимум**	минимум
Барнаульская ТЭЦ-2	124,6	124,3	64,7	51,7
Барнаульская ТЭЦ-3	348,2	297,9	189,9	144,9
Бийская ТЭЦ-1	374,9	254,7	124,4	126,3
Барнаульская ГТ-ТЭЦ	0	0	0	0

* Для температуры наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (t -36^0); для среднесуточной температуры наружного воздуха в сутки прохождения максимума потребления мощности (t $-27,1^0$); для температуры по Приложению А ГОСТ (t -5^0).

** Для температуры наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 (t +30); для среднемесячной температуры наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (t +20).

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 49.

Таблица 49

Зимние режимы максимальных и минимальных нарузок			Летний режим максимальных нагрузок	Летний режим максимальных и минимальныых нагрузок
температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0.92, °С	среднесуточная температура наружного воздуха в сутки прохождения максимума потребления мощности	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	-27,1	-5	30	20

При расчетах электрических режимов учтена реализация мероприятий по развитию Алтайской энергосистемы, приведенных в таблице 50.

Таблица 50

Наименование мероприятия	Примечание
Развитие электрических сетей	
на 2023год	
Строительство ПС 110 кВ Ковыльная	Планируемая нагрузка на ПС 110 кВ Ковыльная на год ввода – 13,694 МВт

В связи с незначительным увеличением установленной генерирующей мощности станций и прогнозируемым приростом нагрузки, не превышающем 0,1 % 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 2023 год

Бийский энергорайон

В Бийском энергорайоне введены в эксплуатацию новые подстанци 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 2023 года планирования в Бийском энергорайоне.

Снижение напряжения ниже критического значения в сети 110 кВ выявлено в режимах зимних максимумов 2023–2027 годов при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на

ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) в ремонтной схеме с выведенной ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165).

Для недопущения снижения напряжения в ПАР ниже аварийно допустимых значений при прохождении зимних максимумов нагрузок 2023–2027 годов перед выводом в ремонт ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165) необходимо выполнение следующих схемно-режимных мероприятий в доаварийном режиме: повышение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Бийская и шинах 110 кВБийской ТЭЦ, включение в работу УКРМ на ПС 110 кВ Майминская.

С учетом выполненных в ДАР мероприятий и действия АОСН на отключение В-10 Т-1 и В-10 Т-2 ПС 110 кВ Горно-Алтайская и на отключение В-10 Т-3, В-10 Т-4, В-35 Т-3 и В-35 Т-4 ПС 110 кВ Заречная (А) напряжение в ПАР на ПС 110 кВ Заречная (А) составляет 96,9 кВ, на ПС 110 кВ Майминская – 98,7 кВ, что выше минимально допустимых значений.

Превышение аварийно допустимого тока выявлено при аварийном отключение ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165) или ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) при ремонтно-аварийной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189) в зимний период.

При аварийном отключение ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165) или ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) при ремонтно-аварийной схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189) для фактического режима зимнего максимума 2021 года также выявлено превышение аварийно допустимого тока (ток по ВЛ 110 кВ БЗ-166 – 611 А). На данное время этот послеаварийный режим является «узким» местом Бийского энергорайона, для устранения превышения АДТН необходимо ввести ГАО до 5 МВт в Бийском энергорайоне.

Для исключения превышения АДТН предлагается установка АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165), ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) на ПС 220 кВ Бийская с УВ на ОН предлагается установка АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165), ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) на ПС 220 кВ Бийская с УВ на ОН. Одним из вариантов реализации предлагается УВ на ОН на ПС 110 кВ Заречная (А) в объеме 10 МВт. Конкретные места реализации ОН определяются на этапе конкретного проектирования. Создание АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165), ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) на ПС 220 кВ Бийская предусмотрено ТУ на ТП электроустановок ООО «ВК «Манжерок» к сетям ПАО «Россети Сибирь» на территории Республики Алтай (№8000473554 от 11.03.2022).

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 2023 года сведены в таблицы 1-2 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 1-20 Тома 2.

Кулундинский энергорайон

В Кулундинскомэнергорайоне 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.

Барнаульский энергорайон

Строительство ПС 110 кВ Ковыльная

Присоединение ПС 110 кВ Ковыльная планируется к проходящей рядом с участком для строительства КВЛ 110 кВ Власихинская – Топчихинская (КВЛ 110 кВ 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. Однако выполнение схемно-режимных мероприятий (повышения напряжения на ПС 220 кВ Южная, ПС 220 кВ Горняк путем изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов) позволит повысить напряжение на ПС 110 кВ Ковыльная свыше 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 89,3 кВ.

При отключении КВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная или КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (ВП-52) токовая нагрузка оставшейся в работе КВЛ не превышает длительно допустимую.

Результаты расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения для нормальных и послеаварийных режимов для зимнего и летнего периодов 2023 года сведены в таблицы 5-6 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 37-46 Тома 2.

В связи с тем, что на 2024–2027 годы выполнение мероприятий, влияющих на работу энергосистемы, не запланировано и потребление Алтайского края увеличивается несущественно, расчеты режимов на 2024–2026 годы в работе не приведены.

5.8. Предложения по развитию электрической сети

5.8.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техперевооружению, демонтажу электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, выполненных в 2021 году.

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 2022–2028 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.

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:

строительство электрических сетей для обеспечения надежности электроснабжения и обеспечения роста нагрузок в городе Барнаул;

строительство распределительного пункта 6 кВ (РП-62) 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-63) 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.

Строительство распределительного пункта 6 кВ (РП-43) с обеспечением питания от ПС110 кВ Пресс № 41 для обеспечения надежного электроснабжения строящихся объектов Октябрьского района г. Барнаула;

Строительство распределительного пункта 6 кВ (РП-51) с обеспечением питания от ПС БМК№ 26 для обеспечения надежного электроснабжения строящихся объектов Железнодорожного района г. Барнаула;

Строительство распределительного пункта 10 кВ (РП-59) с обеспечением питания от ПС 110 кВ планируемая для обеспечения надежного электроснабжения Северо-Западного планировочного района г. Барнаула;

Строительство распределительного пункта 6 кВ (РП-64) с обеспечением питания от ПС110 кВ АТИ для создания технической возможности присоединения перспективной застройки в районе проспекта Космонавтов, 57 и обеспечением надежного электроснабжения существующих потребителей – ООО «Барнаульский завод автоформованных термостойких изделий» и ООО «Барнаульский завод АТИ.

Строительство распределительного пункта 6кВ (РП-55) с обеспечением питания от ПС110 кВ Городская планируемая для обеспечения надежного электроснабженияобъектов точечной застройки Центральной части г. Барнаула.

Таблица 52

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	Рекомен-дуемые годы реализации	Отчетные характе-ристики	Проектные характеристики	Стоимость, строительства с НДС, млн. руб.	Планируемые капвложения по годам, (по данным субъектов электроэнергетики) млн. руб., с НДС						
								2022 (за рамками планируемого перечня мероприятий)	2023	2024	2025	2026	2027	Итого 2022-2027
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	Строительство ПС 110/10 кВ Ковыльная с 2-мя трансформаторами 2х16 МВА	Алтайэнерго	Ликвидация ГАО	2023	-	2х16 МВА, 0,1 км	849,725	2,78	846,945	0	0	0	0	849,725

Таблица 53

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.
Филиал «Алтайэнерго»	2,5009	2,4634	2,4264	2,3816	2,3816	2,4123
ООО «БСК»	0,6271	0,6177	0,6084	-	-	-
АО «СК Алтайкрайэнерго»	4,5599	4,0389	3,5666	-	-	-
	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки					
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Филиал «Алтайэнерго»	1,8367	1,8092	1,7820	1,7590	1,7590	1,7780
ООО «БСК»	0,6216	0,5917	0,5615	-	-	-
АО «СК Алтайкрайэнерго»	2,8725	2,4719	2,1271	-	-	-

Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении филиала «Алтайэнерго», АО «СК Алтайкрайэнерго» и ООО «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 2022–2027 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 54

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	58,035	4,075	0,72	0,81		
		Реконструкция, МВА	6,69	0,6	0,16	0,81		
		Новое строительство, МВА	7,126	0,51	0,56	0		
		Приобретение, МВА	44,219	2,965	0	0		
		Всего по линиям электропередачи, км	356,060	44,903	63,833	51,588		
		Реконструкция, км	101,172	33,843	49,716	33,666		
		Новое строительство, км	47,689	6,329	14,117	17,922		
		Приобретение, км	207,199	4,731	0,0	0,0	0,0	0,0
Филиал «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		64,0	67,2	72,0		
		строительство, км						
		Приобретение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ООО «БСК»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	26,03	19,49	17,12	0	0	0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0	0	0
		Новое строительство, МВА	26,03	19,49	17,12	0	0	0
		Всего по линиям электропередачи, км	28,7	25,6	24,1	0	0	0
		Реконструкция, км	9,7	1,5	5,2	0	0	0
		Новое строительство, км	19,0	24,1	18,9	0	0	0
ООО «Заринская сетевая компания»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	16,0	50,0	10,0
		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

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	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 «Забайкальский» 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
ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»	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
Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению	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

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

Таблица 55

Сводные данные по ПС класса 35 кВ и выше на 2021–2027 годы

Класс напряжения ПС, кВ	Показатель	Годы						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
35	Количество ПС	158	158	158	158	158	158	158
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	1078,1	1078,1	1078,1	1078,1	1078,1	1078,1	1078,1
110	Количество ПС	202	202	202	203	203	203	203
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	4904,7	4904,7	4936,7	4968,7	4968,7	4968,7	4968,7
220	Количество ПС	14	14	14	14	14	14	14
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	2819,0	2819,0	2819,0	2819,0	2819,0	2819,0	2819,0
500	Количество ПС	2	2	2	2	2	2	2
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	2004,0	2004,0	2004,0	2004,0	2004,0	2004,0	2004,0
1150	Количество ПС	1	1	1	1	1	1	1
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 56

Сводные данные по ЛЭП по цепям класса 20 кВ и выше на 2021–2027 годы

Класс напряжения ЛЭП (ВЛ и КЛ), кВ	Годы						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
20-35	4703,5	4703,5	4703,5	4703,5	4703,5	4703,5	4703,5
110	7638,7	7638,7	7638,7	7638,8	7638,8	7638,8	7638,8
220	2486,3	2486,3	2486,3	2486,3	2486,3	2486,3	2486,3
500	829,6	829,6	829,6	829,6	829,6	829,6	829,6
1150	504,4	504,4	504,4	504,4	504,4	504,4	504,4

5.11. Анализ наличия разработанных схем теплоснабжения городов Алтайского края

Обязательность наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований субъектов Российской Федерации установлена Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении». 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 приказами Министерства энергетики Российской Федерации. 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 имеют города Барнаул (696,9 тыс. человек), Бийск (209,2 тыс. человек) и Рубцовск (141,6 тыс. человек).

Девятнадцать муниципальных образований Алтайского края имеют численность населения от 10 тыс. до 100 тыс. человек, в том числе города Новоалтайск – 74,6 тыс. человек; Заринск – 45,9 тыс. человек; Камень-на-Оби – 40,5 тыс. человек; 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; Змеиногорск – 10,2 тыс. человек; Горняк – 12,3 тыс. человек; а также поселения: 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 Поспе-лихинского 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.

В 2013 году разработана схема теплоснабжения г. Барнаула (исполнитель – ООО Строительная компания «ИНМАР» (г. Москва). Актуализированная схема теплоснабжения г. Барнаула до 2036 года утверждена приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 09.09.2021 № 881.

В 2013 году разработана схема теплоснабжения г. Бийска до 2030 года. Актуализированная схема теплоснабжения г. Бийска до 2033 года утверждена постановлением главы г. Бийска от 03.03.2021 № 343. Схема теплоснабжения не включает новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных.

Схема теплоснабжения г. Рубцовска на период до 2035 года актуализирована администрацией г. Рубцовска от 30.06.2021 № 1751.

Схема теплоснабжения г. Новоалтайска на период 2013–2028 годов разработана в 2014 году, актуализированная схема теплоснабжения утверждена постановлением администраци г. Новоалтайска от 15.03.2021 № 325.

Схема теплоснабжения г. Заринска утверждена постановлением администрации г. Заринска Алтайского края от 13.04.2015 № 412. ктуализация схемы теплоснабжения была проведена 15.04.2021 постановлением администрации г. Заринска № 321.

Схема теплоснабжения г. Камень-на-Оби до 2029 года утверждена в 2014 году.

В 2016 году разработана и утверждена схема теплоснабжения г. Славгорода на период 2016–2031 годов и актуализирована в 2021 году постановлением администрации г. Славгорода от 28.04.2021 №387.

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

Схема теплоснабжения г. Яровое на период до 2027 года утверждена в 2013 году. Актуализированная схема теплоснабжения утверждена постановлением администрации г. Яровое от 19.04.2021 № 289.

Схема теплоснабжения г. Белокуриха утверждена постановлением администрации города от 13.12.2021 № 1650.

Схема теплоснабжения ЗАТО Сибирский утверждена решением Совета депутатов ЗАТО Сибирский от 22.04.2014 № 46/273.

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

Схема теплоснабжения г. Горняк на 2012–2015 годы и на период до 2027 года утверждена постановлением администрации Локтевского района от 03.06.2020 № 233.

5.12. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения

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 2022–2024 годах существующими схемами теплоснабжения муниципальных образований, а также планами генерирующих компаний не предусматривается в связи с отсутствием 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;

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 оборудования ТЭЦ.

Мероприятия по изменению состояния и структуры теплоисточников в 2022–2024 годах по городам Алтайского края на основании разработанных схем 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.

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

В 2022–2030 годах в г. Бийске предусмотрено строительство и реконструкция котельных:

№ 10, реконструкция и строительство (4,3 Гкал/ч – завершение в 2030 году);

№ 14, реконструкция и строительство (10,32 Гкал/ч – завершение в 2025 году, 10,32 Гкал/ч – завершение в 2030 году);

На 2022-2030 года запланированы работы по перекладке (техническому перевооружению) магистральных и квартальных тепловых сетей Филиала АО «Барнаульская генерация» – «БийскэнергоТеплоТранзит». Кроме того, до 2024 года планируется выполнить реконструкцию тепловых сетей с увеличением диаметра для обеспечения технической возможности подключения новых потребителей. Изменение вида прокладки тепловых сетей с надземной на подземную по территории дошкольных учреждений, школ, вузов, ссузов и медицинских учреждений – планы до 2026 года.

В 2022 году планируется завершение перевода схемы горячего водоснабжения по системе централизованного теплоснабжения от Бийской ТЭЦ-1 с открытой схемы на закрытую. Перевод открытой системы горячего водоснабжения 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.

Замена запорной арматуры и монтаж байпасных линий в тепловых камерах филиала АО «Барнаульская генерация» – «БийскэнергоТеплоТранзит» в период 2022-2030 годов.

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 также 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 Филиал АО «Барнаульская генерация» – АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» (ЮТС и 13 котельных).

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.

С февраля 2017 года в г. Рубцовске реализован 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 надежности теплоснабжения города завершен монтаж двух котлоагрегатов мощность 30 Гкал/час каждый. Финансовые затраты на реализацию мероприятий инвестиционной программы теплоснабжающей организации составили более 1,0 млрд. рублей. 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.

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 57

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
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 котельного оборудования г. Славгорода технологически необходима в связи с тем, что их существенная часть была введена в эксплуатацию в 1980–1990-е годы. 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 годов.

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 котельных.

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

В соответствии с муниципальным контрактом, заключенным между администрацией г. Яровое и ООО «Корпус» 15.02.2022, организовано выполнение технико-экономического обоснования разработки решения по системе теплоснабжения г. Яровое, предусматривающего выработку решения по строительству или реконструкции тепловых сетей и теплоисточника.

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

В 2022–2032 годах в г.Белокурихе не предусмотрено закрытие котельных. В целях модернизации теплоснабжения г. Белокуриха ЗАО «Теплоцентраль 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.

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

Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ отсутствуют. Также инвестиционными планами собственников ТЭЦ в 2023–2027 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.

5.14. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Алтайского края на период 2023–2027 годов

Изменение ключевых показателей развития теплосетевого хозяйства на территории Алтайского края на период 2023–2027 годов планируется в том числе стратегией социально-экономического развития Алтайского края до 2035 года.

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 филиал АО «Барнаульская генерация» – «Барнаульская тепломагистральная компания»:

строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне действия ТЭЦ-2 в период 2023–2027 годов;

строительство новых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне действия ТЭЦ-3 в период 2023–2027 годов.

в) 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 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);

г) предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей сформированы в составе групп:

1) техническое перевооружение магистральных и внутриквартальных тепловых сетей, в том числе:

а) предложения по реконструкции магистральных тепловых сетей включают: в 2022–2027 годах – техническое перевооружение 17 528 п.м. тепловых сетей в однотрубном исчислении.

б) предложения по реконструкции внутриквартальных тепловых сетей включают:

- в 2022–2027 годах – техническое перевооружение 18 157 м тепловых сетей в однотрубном исчислени

- восстановление сетей циркуляции ГВС от ЦТП – 4 648 м тепловых сетей;

2) предложения реконструкции строительной части зданий в соответствии с Концессионным соглашением от 30.06.2017 № 1 включают:

- в 2022–2027 годах – реконструкцию на 44 ЦТП;

3) предложения по реконструкции насосных агрегатов и средств автоматики в соответствии с Концессионным соглашением от 30.06.2017 № 1 включают:

- в 2022–2027 годах – реконструкцию 107 насосных агрегатов на 27 ЦТП;

4) предложения по реконструкции муниципальных ЦТП включают:

- в 2022–2027 годах – реконструкцию на 72 ЦТП;

5) предложения по оснащению частотно-регулирумым приводом насосных групп горячего водоснабжения ЦТП включают:

- в 2022–2027 годах – реконструкцию на 24 ЦТП;

6) реконструкция тепловых сетей и теплосетевых объектов в соответствии с концессионным соглашением от 23.09.2019 включает:

- в 2022– 2027 годах – реконструкцию 109 тепловых сетей в контуре котельных;

7) реконструкция насосных станций в соответствии с концессионным соглашением от 23.12.2019 включает:

- в 2022–2027 годах – реконструкцию оборудования на 5 насосных станциях;

8) реконструкция тепловых пунктов и бойлерных в соответствии с концессионным соглашением от 23.12.2019 включает:

- реконструкцию оборудования на 24 бойлерных;

9) мероприятия на котельных в соответствии с Концессионным соглашением от 23.12.2019 включает:

- в 2022–2027 годах – реконтрукцию АСУТП на 4 котельных;

- в 2022–2027 годах – строительство 4 модульных коельных:

по ул. Карла Маркса, 122;

по ул. 2-я Строительная, 54;

по ул. Павловский тракт, 216к;

по ул. Аванесова, 132,

- в 2022–2027 годах – перревод на природный газ 3 котельных:

по ул. Санаторная, 9 (пос. Лесной)

по ул. Строительная, 16а;

по ул. Аванесова, 103в.

- в 2022–2027 годах – перевод 1 котельной в вводогрейный режим:

по ул. Змеиногорский тракт, 120П;

10) реконструкция, строительсттвотеепловых сетей и котельных в соответствии с концессионным соглашением от 22.12.2020 № 3 включает:

- в 2022–2027 годах – реконструкцию котельной п. Научныйгородок.

11) строительство тепловых сетей для технологичесого присоединения новых потребителей в 2022 - 2027 годах составляет 8 542 п.м. в однотрубном исчислении (информация актуальна на конец 2021 года).

2. Мероприятия по развитию тепловых сетей г. Бийска

Прогноз развитиятеплосетевого хозяйства г. Бийска на период 2023–2027 годов в части котельных, переданных в рамках концессионного соглашения, определяется положениями данного консеционного соглашения и ежегодно актуализируется схемой теплоснабжения. По котельной 39 рассматривается вопрос строительства новой модульной газовой котельной с последующей передачей вновь построенной котельной и муниципальных сетей от котельной в концессию.

3. Мероприятия по развитию тепловых сетей г. Рубцовска.

В период 2022–2023 годов для снижения уровня износа и достижения плановых показателей надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения г. Рубцовска будет проведена реконструкция (модернизация) существующих 33,7 км трасс тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения.

4. В г. Новоалтайске в 2023 годах не планируются мероприятия по модернизации и новому строительству сетей теплоснабжения.

5. В г. Заринске в 2023 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 2023 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.

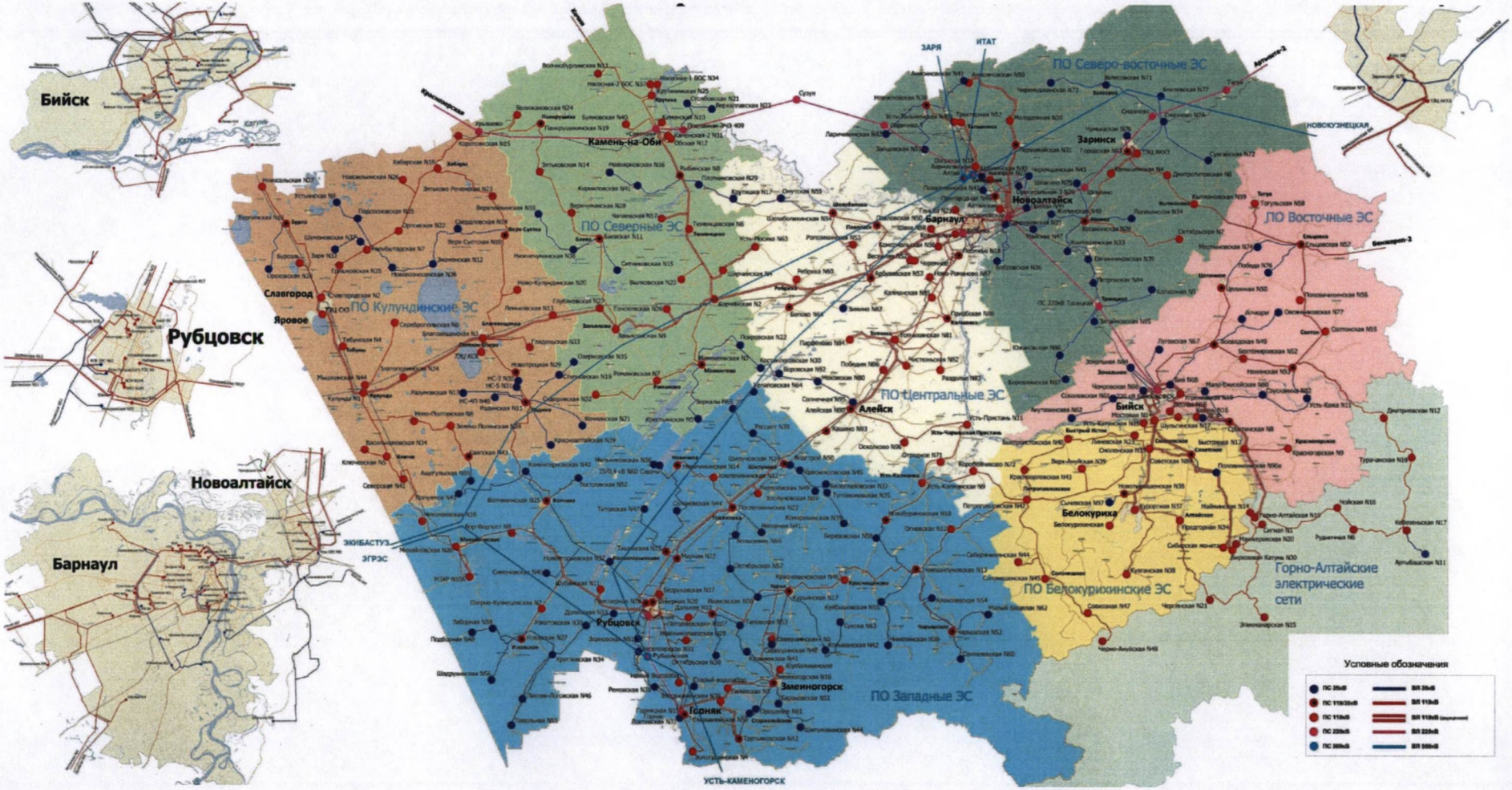
8. В г. Алейске для обеспечения до 2035 года перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах под жилищную, комплексную или производственную застройку предусмотрено строительство тепловых сетей общей протяженностью более 15,5 км.

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.

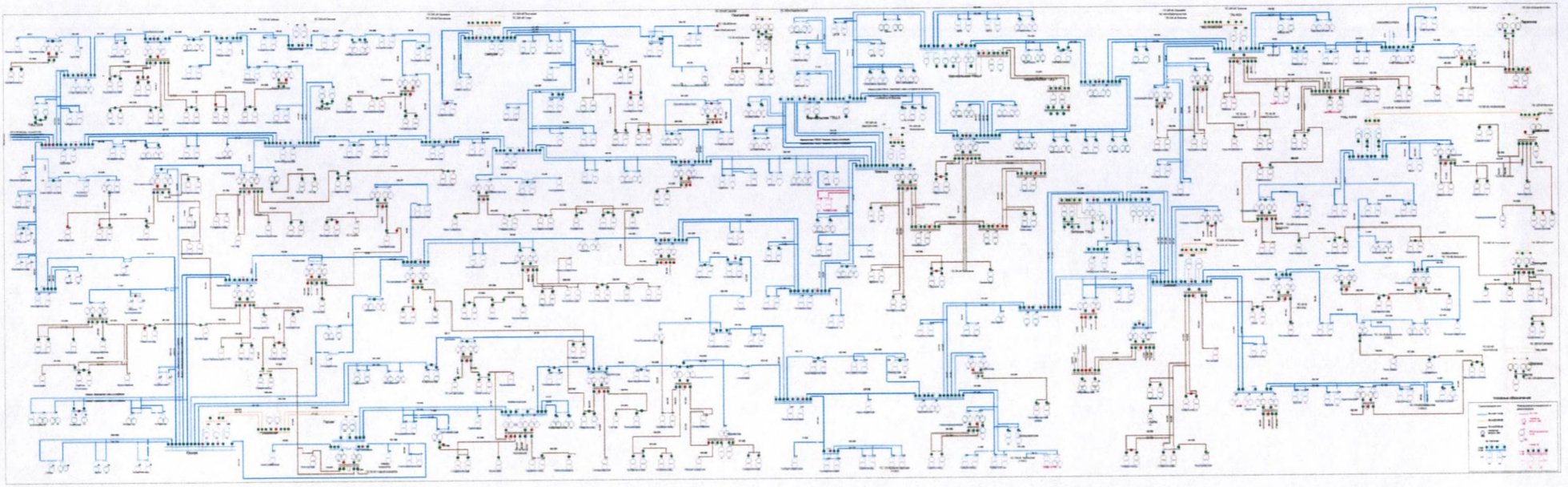
10. В г. Белокурихе в рамках модернизации системы теплоснабжения для повышения эффективности ее функционирования, обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в период до 2032 года предполагается перекладка участков тепловых сетей протяженностью 1,1 км. При дальнейшем развитии города и обеспечения 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.

5.15. Карта-схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2023–2027 годы



5.16. Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2023–2027 годы



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. Новоалтайск	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. Славгород	муниципальное образование город Славгород Алтайского края;
25) г. Яровое	муниципальное образование город Яровое Алтайского края;
26) г. Белокуриха	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 коммунальное 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 2023 – 2027 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	Яровскойтеплоэлектрокомплекс;
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	Т-2	Т-3	Т-4
		МВА	МВА	МВА	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 кВГляденьская	6,3			
7	ПС 110 кВЛеньковская	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 кВВасильчуковская	2,5			
12	ПС 110 кВ Зелено Полянская	2,5			
13	ПС 110 кВКаипская	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 кВЗлатополинская	2,5	2,5		
18	ПС 110 кВ Кулундинская	16	10		
19	ПС 110 кВ Мышкинская	10	10		
20	ПС 110 кВСеребропольская	16	10		
21	ПС 110 кВ Табунская	10	6,3		
22	ПС 110 кВНовотроцкая (НС-4)	10			
23	ПС 110 кВ Родинская	10	16		
24	ПС 110 кВГальбштадская	25	16		
25	ПС 110 кВГришковская	6,3	6,3		
26	ПС 110 кВ Орловская	10	10		
27	ПС 110 кВ Славгородская	25	25		
28	ПС 110 кВЗятьковоРеченская	2,5	2,5		
29	ПС 110 кВКоротоякская	10	6,3		
30	ПС 110 кВ Новоильинская	2,5	2,5		
31	ПС 110 кВ Хабарская	10	10		
32	ПС 110 кВКуяганская	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 кВКрасноорловская	2,5	2,5		
37	ПС 110 кВ Петропавловская	6,3	6,3		
38	ПС 110 кВ Курортная	16	16		
39	ПС 110 кВЛиневская	2,5	2,5		
40	ПС 110 кВ Мостовая	6,3			
41	ПС 110 кВНовотырышенская	6,3	6,3		
42	ПС 110 кВ Смоленская	10	10		
43	ПС 110 кВУсть-Катунская	2,5	2,5		
44	ПС 110 кВ Советская	10	10		
45	ПС 110 кВШульгинская	10	10		
46	ПС 110 кВСибирячихинская	2,5			
47	ПС 110 кВ Совхозная	2,5	2,5		
48	ПС 110 кВ Солонешенская	6,3	2,5		

49	ПС 110 кВБехтемировская	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 кВСростинская	6,3	6,3		
53	ПС 110 кВУгреневская	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 кВНенинская	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 кВПоповичихинская	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 кВШубинская	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 кВКлепечихинская	2,5	2,5		
83	ПС 110 кВ Поспелихинская	25	25		
84	ПС 110 кВБезрукавская	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 кВХлопуновская	6,3	6,3		
92	ПС 110 кВ Шипуновская	25	25		
93	ПС 110 кВВторокаменская	6,3	6,3		
94	ПС 110 кВГилевская	2,5			
95	ПС 110 кВ Горняцкая	15	10		
96	ПС 110 кВЗолотушинская	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 кВНовошипуновская	10	6,3		
101	ПС 110 кВ Курьинская	16	10		
102	ПС 110 кВНовобурановская	6,3			
103	ПС 110 кВОгневская	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 кВВерхчуманская	2,5	2,5		
108	ПС 110 кВ Глубоковская	6,3	6,3		

109	ПС 110 кВГоноховская	2,5	2,5		
110	ПС 110 кВ Завьяловская	6,3	6,3		
111	ПС 110 кВБуяновская	6,3	6,3		
112	ПС 110 кВВолчнобурлинская	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 кВКорчинская	6,3	6,3		
121	ПС 110 кВ Мамонтовская	10	10		
122	ПС 110 кВВелижановская	6,3	6,3		
123	ПС 110 кВЗятьковская	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 кВСидоровская	6,3			
127	ПС 110 кВВылковская	2,5	2,5		
128	ПС 110 кВ Тюменцевская	6,3	10		
129	ПС 110 кВ Чапаевская	2,5			
130	ПС 110 кВШарчинская	2,5			
131	ПС 110 кВ Городская	16	16		
132	ПС 110 кВКамышенская	10	10		
133	ПС 110 кВ Кокс	25	25		
134	ПС 110 кВ Косихинская	10	10		
135	ПС 110 кВДмитротитовская	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 кВНовоалтайская	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 кВАнисимовская	16			
144	ПС 110 кВНовоеловская	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 кВКашино	6,3	6,3		
149	ПС 110 кВОсколково	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 кВПолзуново	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 кВАрбузовская	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 кВРогозихинская	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 кВУсть-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 кВЧистюньская	2,5	2,5		
181	ПС 110 кВКоробейниково	3,2	2,5		
182	ПС 110 кВ Отрадное	6,3			
183	ПС 110 кВУсть-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 кВБурсоль	6,3			
РЖД					
189	ПС 110 кВУсть-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 кВСмазнево	40,0	40,0		
194	ПС 220 кВШпагино	40,0	40,0		
195	ПС 220 кВЛаричиха	40,0	40,0		
196	ПС 220 кВ Плотинная	40,0	40,0		
197	ПС 220 кВСветовская	40,0	40,0		
198	ПС 220 кВУрываево	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 кВЧесноковская	200,0	200,0		
203	ПС 220 кВВласиха, 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 Трактовая	40	25		
ООО «Алтайская электросетевая компания»					
218	ПС 110 кВ Пресс	63	63		
219	ПС 110 кВ Трансмаш	40	40		

Приложение 2

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 кВИтатская – 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 кВЛаричиха - Сузун	220	1979	122,6/ 40,40*	АС-400/51, ПС-300/39
13	ВЛ 220 кВЛаричиха - 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 кВСветовская - Краснозерская	220	1980	98,01/ 83,01*	АС-240/32
18	ВЛ 220 кВУрываево - 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 кВБачатская - Тягун (БТ-228)	220	1979-1981	17,70	АС-400/27
24	ВЛ 220 кВСмазнево - 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 кВСмазнево - ТЭЦ АКХЗ (СК-231)	220	1963	30,90	АС-400/51
27	ВЛ 220 кВСмазнево - Чесноковская	220	1963	101,70	АС-400/51
28	ВЛ 220 кВЧесноковская - Троицкая	220	1964	75,76	АС-330/39, АС-240/32
29	ВЛ 220 кВ Троицкая - Бийская РПП (ТБ-234)	220	1965	30,14	АС-330/39, АС-240/32

30	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Бийская	220	1988	167,45	АС-330/39
31	ВЛ 220 кВЧесноковская - 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 кВЧесноковская - 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 с отпайкой на ПС Алтайская (ВЛ 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 кВМаралды - Кулунда (Л-125)	110		22,56	АС-150/19
40	ВЛ 110 кВЩербакты - Кулунда (Л-126/1)	110		22,56	АС-150/19
Филиал ПАО "МРСК Сибири" - "Алтайэнерго"					
41	ВЛ 110 кВ Южная-Потеряевская с отпайками (ВЛ ЮГ-153)	110	1979	30,18097	АС 120/19; АС 120/27; АС 150/19; АС 240/32
42	ВЛ 110 кВ Предгорная – Чергинская (ВЛ ПЧ-3)	110	1976	40,763	АС 150/24
43	ВЛ 110 кВ Линевская – Быстроистокская (ВЛ ЛБ-192)	110	1978	38,451	АС 120/19
44	ВЛ 110 кВ Петропавловская – Краснооорловская (ВЛ ПО-177)	110	1977	18,278	АС 120/19
45	ВЛ 110 кВ Смоленская – Линевская (ВЛ СЛ-191)	110	1978	13,598	АС 120/19
46	ВЛ 110 кВ Смоленская-Советская II цепь (ВЛ СС-76)	110	1984	24,433	АС 95/16
47	ВЛ 110 кВ Солонешенская-Совхозная (ВЛ СС-179)	110	1977	50,419	АС 70/11
48	ВЛ 110 кВ Сростинская – Быстрянка (ВЛ СБ-138)	110	1975	20,734	АС 120/19
49	ВЛ 110 кВ Бийская – Сосна I цепь с отпайками (ВЛ БС-57)	110	1984	14,151	АС 150/19; АС 300/39; АСО-300
50	ВЛ 110 кВ Бийская-Северо-Западная (ВЛ БС-60)	110	1980	6,009	АС 150/19
51	ВЛ 110 кВ Бийская – Бийская ТЭЦ (ВЛ БТ-417)	110	1989	17,202	АС 400/51
52	ВЛ 110 кВ Бенжереп-2 – Ельцовская (ВЛ БЕ-26)	110	1969	49,758	АС 120/19
53	ВЛ 110 кВ Быстрянка – Майминская (ВЛ БМ-85)	110	1974	24,28712	3хАПС120/19
54	ВЛ 110 кВ Солтонская – Ненинская (ВЛ СН-156)	110	1974	67,561	АС 120/19
55	ВЛ 110 кВ Воеводская-Целинная (ВЛ ВЦ-75)	110	1984	33,857	АПС-12

56	ВЛ 110 кВ Южная-АСМI цепь с отпайками (ВЛ ЮС-145)	110	1962	6,832	АС 120/19; АС 240/32
57	ВЛ 110 кВ Южная – Северная II цепь с отпайками (ВЛ ЮТ-150)	110	1962	21,278	АС 240/32
58	ВЛ 110 кВ Михайловская – Николаевская (ВЛ МН-22)	110	1979	30,676	АС 150/19
59	ВЛ 110 кВ Клепичихинская-Новичихинская (ВЛ КН-70)	110	1981	25,696	АС 120/19
60	ВЛ 110 кВ Поспелихинская-Клепичихинская (ВЛ ПК-69)	110	1981	20,8	АС 120/19
61	ВЛ 110 кВ Потеряевская – Дальняя (ВЛ ПД-71)	110	1983	15,918	АС 120/19
62	ВЛ 110 кВ Южная – Безрукавская с отпайкой на ПС Алей (ВЛ ЮБ-163)	110	1965	22,199	АС 150/19
63	ВЛ 110 кВ Поспелихинская – Кашино с отпайками (ВЛ ПК-67)	110	1971	75,461	АС 150/19; АС 150/24
64	ВЛ 110 кВ Благовещенская – Леньковская (ВЛ БЛ-123)	110	1972	39,88	АС 150/24
65	ВЛ 110 кВ Бурлинская-Новосельская (ВЛ БН-2)	110	1977	23,898	АС 70/11
66	ВЛ 110 кВ Зелено Полянская-Каипская (ВЛ ЗК-426)	110	1991	20,659	АС 120/19
67	ВЛ 110 кВ Северская – Ключевская (ВЛ СК-401))	110	1979	16,769	АС 150/19; АС 150/24
68	ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189)	110	1974	69,992	АС 150/19; АС 185/24; АС 70/11
69	ВЛ 110 кВ Кулундинская-Мышкинская (ВЛ КМ-430)	110	1967	6,838	АС 120/19
70	ВЛ 110 кВ Смоленская – Петропавловская с отпайкой на ПС Верх-Ануйская (ВЛ СП-109)	110	1965	92,418	АС 70/11
71	ВЛ 110 кВ Мышкинская-Серебропольская (ВЛ МС-431)	110	1967	37,768	АС 120/19
72	ВЛ 110 кВ Быстроистокская – Красноорловская (ВЛ БО-199)	110	1988	31,662	АС 120/19
73	ВЛ 110 кВ Петропавловская-Солонешенская (ВЛ ПС-134	110	1970	64,353	АС 70/11; АС 95/16
74	ВЛ 110 кВ Гришковская – Гальбштадтская (ВЛ ГГ-97)	110	1970	17,855	АС 120/19
75	ВЛ 110 кВ Петропавловская – Коробейниково (ВЛ ПК-132)	110	1971	35,83	АС 70/11
76	ВЛ 110 кВ Сосна – Смоленская I цепь с отпайками (ВЛ СС-107)	110	1976	48,822	АС 185/24; АС 70/11; АС 95/16
77	ВЛ 110 кВ Орловская – Хабарская с отпайкой на ПС Новоильинская (ВЛ ОХ-32)	110	1972	51,077	АС 120/19; АС 70/11
78	ВЛ 110 кВ Смоленская-Курортная с отпайками (ВЛ СК-168)	110	1978	92,414	АС 120/19; АС 70/11

79	ВЛ 110 кВ Смоленская-Советская I цепь (ВЛ СС-77)	110	1984	24,427	АС 95/16
80	ВЛ 110 кВ Хабарская-ЗятьковоРеченская (ВЛ ХР-29)	110	1979	40,096	АС 150/24
81	ВЛ 110 кВ Сосна – Смоленская II цепь с отпайками (ВЛ СС-108)	110	1968	35,048	АС 120/19; АС 185/24; АС 70/11
82	ВЛ 110 кВ Заречная – ОПП с отпайками (ВЛ ЗО-137)	110	1974	113,8941	АПС-12; АС 120/19; АС 70/11
83	ВЛ 110 кВ Леньковская – Завьяловская с отпайкой на ПС Глубоковская (ВЛ ЛЗ-197)	110	1972	43,01	АС 120/19; АС 150/19; АС 150/24
84	ВЛ 110 кВ Солонешенская-СовхознаяII цепьс отпайкой на ПС Черный Ануй (ВЛ СС-178)	110	1977	50,423	АС 70/11
85	ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165)	110	1975	23,758	АС 70/11; АСО-240
86	ВЛ 110 кВ Крутихинская – Кочки с отпайкой на ПС Волчнобурлинская (ВЛ КК-113)	110	1969	73,945	АС 120/19; АС 70/11
87	ВЛ 110 кВ Заречная – Сростинская с отпайками (ВЛ ЗС-136)	110	1974	50,223	АС 120/19; АС 70/11
88	ВЛ 110 кВ Бийская – Сосна II цепь с отпайками (ВЛ БС-58)	110	1984	14,193	АС 150/19; АС 300/39; АСО-300
89	ВЛ 110 кВ Светлая – Крутихинская (ВЛ СК-17)	110	1969	27,443	АЖ 120; АС 120/19
90	ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166)	110	1975	23,626	АС 70/11; АСО-240
91	ВЛ 110 кВ Бийская – Бийская ТЭЦ I цепь с отпайкой на ПС ГПП-4 (ВЛ БТ-105)	110	1964	15,164	АСО-300
92	ВЛ 110 кВ Светлая-Обская (ВЛ СО-49)	110	1975	19,65	АЖ 120; АС 70/11
93	ВЛ 110 кВ Бийская-Северо-Западная (ВЛ БС-59)	110	1980	5,95	АС 150/19
94	ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Сосна I цепь (ВЛ ТС-169)	110	1976	4,351	АСО-300
95	ВЛ 110 кВ Светлая – Корчинская с отпайками (ВЛ СК-187)	110	1972	158,261	АЖ 120; АС 120/19; АС 70/11
96	ВЛ 110 кВ Бийская – Бийская ТЭЦ II цепь с отпайкой на ПС ГПП-4 (ВЛ БТ-106)	110	1964	15,204	АСО-300
97	ВЛ 110 кВ Ельцовская – Кытмановская с отпайкой на ПС Тогульская (ВЛ ЕК-130)	110	1968	75,594	АС 70/11
98	ВЛ 110 кВ Панкрушихинская – Велижановская (ВЛ ПВ-4)	110	1977	28,127	АС 150/19; АС 150/24
99	ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Сосна II цепь	110	1976	4,345	АСО-300

	(ВЛ ТС-170)				
100	ВЛ 110 кВ Бехтемировская – Ненинская (ВЛ БН-16)	110	1976	27,097	АС 120/19
101	ВЛ 110 кВ Романовская-Сидоровская (ВЛ РС-50)	110	1981	40,25	АЖ 120
102	ВЛ 110 кВ Ельцовская – Солтонская с отпайкой на ПС Поповичихинская (ВЛ ЕС-131)	110	1972	55,371	АС 70/11
103	ВЛ 110 кВ Бийская – Воеводская (ВЛ БВ-13)	110	1976	48,421	АС 120/19
104	ВЛ 110 кВ АКХЗ-Городская II цепь (ВЛ АГ-88)	110	1979	11,554	АС 120/19; АСО-400
105	ВЛ 110 кВ Южная – Волчихинская с отпайками (ВЛ ЮВ-151)	110	1973	154,745	АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
106	ВЛ 110 кВ АКХЗ-Косиха с отпайкой на ПС Камышенская (ВЛ АК-78)	110	1986	50,46	АЖ 120; АС 120/19
107	ВЛ 110 кВ Воеводская – Бехтемировская (ВЛ ВБ-80)	110	1976	18,875	АС 120/19
108	ВЛ 110 кВ Южная-АСМ II цепь с отпайками (ВЛ ЮС-146)	110	1962	6,821	АС 120/19; АС 240/32
109	ВЛ 110 кВ Кытмановская – Дмитротитовская (ВЛ КД-12)	110	1976	22,738	АС 70/11
110	ВЛ 110 кВ Южная-Гидроузел с отпайкой на ПС Набережная (ВЛ ЮГ-154)	110	1981	12,37707	АС 120/19; АС 240/32
111	ВЛ 110 кВ Южная – Бор-Форпост с отпайками (ВЛ ЮБ-152)	110	1973	103,328	АС 150/19; АС 70/11
112	ВЛ 110 кВ Химпром – Чесноковская с отпайкой на ПС Алтайская (ВЛ ХЧ-9)	110	1962	28,38	АС 120/27; АС 185/29
113	ВЛ 110 кВ Южная – Северная I цепь с отпайками (ВЛ ЮТ-149)	110	1962	21,588	АС 240/32; АСО-240
114	ВЛ 110 кВ Михайловская-МЗХРI цепь (ВЛ МХ-89)	110	1973	19,822	АС 70/11; АСКС 70/11
115	ВЛ 110 кВ Чесноковская-Первомайская с отпайкой на ПС Пригородная (ВЛ ЧП-159)	110	1974	49,971	АС 70/11; АС 95/16
116	ВЛ 110 кВ Бор-Форпост – Михайловская (ВЛ БМ-99)	110	1973	33,654	АС 150/19
117	ВЛ 110 кВ Новичихинская-Селиверстово (ВЛ С-110)	110	1985	15,745	АЖ 120
118	ВЛ 110 кВ Усть-Тальменская – Алтай с отпайкой на ПС Озерская (ВЛ ТА-1402)	110	1962	34,163	АС 185/29; АС 95/16
119	ВЛ 110 кВ Михайловская-МЗХР II цепь (ВЛ МХ-90)	110	1985	21,405	АСКС 70/11
120	ВЛ 110 кВ Тишинская – Поспелихинская (ВЛ ТП-68)	110	1985	47,477	АЖ 120; АС 150/24
121	ВЛ 110 кВ Тальменская-Тракторная (ВЛ ТТ-1412)	110	1985	5,994	АС 95/16

122	ВЛ 110 кВ Мирная – Поспелихинская (ВЛ МП-65)	110	1971	44,759	АС 150/24
123	ВЛ 110 кВ Приозерная-Насосная (ВЛ ПН-61)	110	1981	6,434	АЖ 120
124	ВЛ 110 кВ Кашино – Алейская (ВЛ КА-421)	110	1971	20,259	АС 150/19
125	ВЛ 110 кВ Безрукавская – Мирная с отпайкой на ПС Алей ВЛ БМ-64)	110	1971	33,071	АС 150/19; АС 150/34
126	ВЛ 110 кВ Южная – Горняцкая с отпайками (ВЛ ЮГ-148)	110	1952	82,497	АС 150/19; АС 70/11
127	ВЛ 110 кВ Опорная – Подгорная I цепь с отпайками (ВЛ ОП-93)	110	1961	9,355	AERO-Z; АС 150/24
128	ВЛ 110 кВ Приозерная – Тишинская (ВЛ ПТ-62)	110	1982	39,772	АЖ 120; АС 150/19
129	ВЛ 110 кВ Благовещенская-Гляденьская (ВЛ БГ-56)	110	1985	30,36	АС 120/19
130	ВЛ 110 кВ Опорная – Чесноковская II цепь с отпайкой на ПС Береговая (ВЛ ОЧ-92)	110	1960	14,464	АС 240/32; АС 300/32
131	ВЛ 110 кВ Поспелихинская-Шипуновская с отпайкой на ПС Хлопуновская (ВЛ ПК-66)	110	1982	44,78	АС 150/24
132	ВЛ 110 кВ Благовещенская-Верх-Суетская (ВЛ БС-127)	110	1971	73,214	АС 150/24; АС 70/11
133	ВЛ 110 кВ Подгорная-ЦентральнаяI цепь (ВЛ ПЦ-39)	110	1984	4,878	АС 240/32
134	ВЛ 110 кВ Благовещенская – Завьяловская с отпайкой на ПС Глубоковская (ВЛ БЗ-124)	110	1972	79,553	АС 120/19; АС 150/19; АС 150/24
135	ВЛ 110 кВ Славгородская-Бурлинская (ВЛ СБ-128)	110	1973	55,171	АС 120/19; АС 150/24
136	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха I цепь (ВЛ ТВ-175)	110	1965	3,225	АСО-300
137	ВЛ 110 кВ Верх-Суетская-ЗятьковоРеченская СР-1	110	1975	23,033	АС 150/24
138	ВЛ 110 кВ Кулунда – Ключевская с отпайками (ВЛ КК-114)	110	1969	75,853	АС 150/24; АС 70/11; АС 95/16
139	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха II цепь с отпайкой на ПС Синтетика (ВЛ ТВ-44)	110	1973	6,434	АС 300/32
140	ВЛ 110 кВ Николаевская – Северская (ВЛ НС-21)	110	1979	45,487	АС 150/19; АС 150/24
141	ВЛ 110 кВ Кулунда – Благовещенская I цепь с отпайкой на ПС Златополинская (ВЛ КБ-117)	110	1967	71,197	АС 150/24; АС 70/11
142	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная II цепь с отпайками (ВЛ ТП-46)	110	1973	14,124	АС 150/19; АСО-300
143	ВЛ 110 кВ Ново-Полтавская-Зелено Полянская НЗ-96	110	1986	22,442	АС 120/19

144	ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская I цепь с отпайками (ВЛ КС-115)	110	1968	67,883	АС 120/19; АС 150/24
145	КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Барнаульская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками (КВЛ ТТ-122)	110	1965	17,165	АПвПнг(А)2г 1х500/120-64/110; АС 120/19; АС 185/24; АСО-300
146	ВЛ 110 кВ Кулунда – Благовещенская II цепь с отпайкой на ПС Златополинская (ВЛ КБ-118)	110	1967	71,031	АС 150/24; АС 70/11
147	ВЛ 110 кВ Благовещенская – Родинская с отпайкой на ПС Новотроицкая (ВЛ БР-144)	110	1972	43,603	АС 120/19
148	ВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (ВЛ ВП-52)	110	1979	72,191	АС 150/19; АС 150/24; АС 300/32
149	ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская II цепь с отпайками (ВЛ КС-116)	110	1968	67,915	АС 120/19; АС 150/24
150	ВЛ 110 кВ Гальбштадтская – Орловская (ВЛ ГО-129)	110	1972	19,778	АС 120/19
151	ВЛ 110 кВ Арбузовская-Павловская (ВЛАП-55)	110	1981	38,241	АЖ 120; АС 150/19
152	ВЛ 110 кВ Волчихинская – Родинская (ВЛ ВР-98)	110	1985	78,135	АС 120/19
153	ВЛ 110 кВ Урываево – Коротоякская (ВЛ УК-15)	110	1978	12,82	АЖ 120; АС 120/19
154	ВЛ 110 кВ Власиха – Арбузовская I цепь с отпайками (ВЛ ВА-167)	110	1976	73,565	АС 120/19; АС 150/19; АС 300/32; АС 70/11
155	ВЛ 110 кВ Славгородская – Гришковская (ВЛ СГ-119)	110	1970	22,439	АС 120/19
156	ВЛ 110 кВ Баевская – Верхчуманская (ВЛ БЧ-35)	110	1978	26,372	АС 150/19
157	ВЛ 110 кВ Арбузовская – Корчинская II цепь с отпайками (ВЛ АК-18)	110	1978	106,24	АС 150/19; АС 95/16
158	ВЛ 110 кВ Хабарская – Коротоякская (ВЛ ХК-196)	110	1973	22,461	АС 120/19
159	ВЛ 110 кВ Корчинская – Завьяловская I цепь с отпайкой на ПС Гоноховская (ВЛ КЗ-193)	110	1973	71,32	АС 70/11
160	ВЛ 110 кВ Топчихинская – Алейская II цепь с отпайками (ВЛ ТА-182)	110	1967	59,626	АЖ 120; АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
161	ВЛ 110 кВ Завьяловская – Баевская (ВЛ ЗБ-198)	110	1973	52,599	АС 150/34

162	ВЛ 110 кВ Крутихинская-Насосная-1 БОС (ВЛ КН-25)	110	1984	8,57	АЖ 120
163	ВЛ 110 кВ Осколково – Усть-Пристань (ВЛ ОП-423)	110	1971	37,934	АС 120/19
164	ВЛ 110 кВ Корчинская – Завьяловская II цепь с отпайкой на ПС Гоноховская (ВЛ КЗ-194)	110	1973	71,272	АС 150/19; АС 70/72
165	ВЛ 110 кВ СветлаяI-КаменскаяI цепь (ВЛ СК-47)	110	1975	4,619	АЖ 120; АС 70/11
166	ВЛ 110 кВ Горняк-Змеиногорская I цепь с отпайками (ВЛ ГЗ-143)	110	1978	94,725	АЖ 120; АС 120/19; АС 150/19
167	ВЛ 110 кВ Светлая-Буяновская (ВЛ СБ-427)	110	1993	22,779	АС 150/19
168	ВЛ 110 кВ Корчинская-Мамонтовская (ВЛ КМ-110)	110	1969	43,947	АС 70/11
169	ВЛ 110 кВ Змеиногорская – Саввушинская (ВЛ ЗС-31)	110	1977	31,78	АС 120/19
170	ВЛ 110 кВ СветлаяII-КаменскаяII цепь (ВЛ СК-48)	110	1972	4,486	АЖ 120; АС 120/19
171	ВЛ 110 кВ Велижановская – Урываево (ВЛ ВУ-14)	110	1977	27,141	АЖ 120; АС 120/19
172	ВЛ 110 кВ Курьинская – Краснощековская (ВЛ КК-27)	110	1971	40,513	АС 120/19
173	ВЛ 110 кВ Корчинская – Тюменцевская с отпайками (ВЛ КТ-186)	110	1972	72,39	АС 120/19; АС 70/11
174	ВЛ 110 кВ Верхчуманская – Зятьковская (ВЛ ЧЗ-36)	110	1974	30,644	АС 150/19
175	ВЛ 110 кВ Коробейниково – Устькалманская (ВЛ КК-133)	110	1971	30,762	АС 70/11
176	ВЛ 110 кВ Зятьковская – Панкрушихинская (ВЛ ЗП-195)	110	1974	29,213	АС 150/19
177	ВЛ 110 кВ Светлая – Тюменцевская с отпайками (ВЛ СТ-188)	110	1972	77,544	АЖ 120; АС 120/19
178	ВЛ 110 кВ Петропавловская – Огневская (ВЛ ПО-141)	110	1973	47,612	АС 70/11
179	ВЛ 110 кВ Мамонтовская-Романовская (ВЛ МР-20)	110	1970	27,981	АС 70/11
180	ВЛ 110 кВ АКХЗ-ГородскаяI цепь (ВЛ АГ-87)	110	1979	11,569	АС 120/19; АСО-400
181	ВЛ 110 кВ ТЭЦ АКХЗ – Камышенская (ВЛ АК-79)	110	1986	42,008	АЖ 120; АС 120/19
182	ВЛ 110 кВ Алтай – Чесноковская с отпайкой на ПС Алтайская (ВЛ АЧ-8)	110	1963	37,275	АС 120/27; АС 185/29

183	ВЛ 110 кВ Косихинская-Октябрьская (ВЛ КО-1420)	110	1989	56,895	АЖ 120; АС 120/19
184	ВЛ 110 кВ Чесноковская-НовоалтайскаяI цепь с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ ЧН-23)	110	1979	4,652	АС 240/32
185	ВЛ 110 кВ Первомайская-Анисимовская (ВЛ ПА-53)	110	1980	55,468	АС 70/11
186	ВЛ 110 кВ Чесноковская-Первомайская (ВЛ ЧП-30)	110	1978	50,008	АС 70/11; АС 95/16
187	ВЛ 110 кВ Чесноковская-Новоалтайская (ВЛ ЧН-24)	110	1979	4,657	АС 240/32
188	ВЛ 110 кВ Тальменская-Новоеловская (ВЛ ТН-160)	110	1973	18,08	АС 70/72
189	ВЛ 110 кВ Первомайская-АнисимовскаяII цепь с отпайкой на ПС Молодежная (ВЛ ПА-54)	110	1980	55,502	АС 70/11
190	ВЛ 110 кВ Усть-Тальменская – Химпром с отпайкой на ПС Озерская (ВЛ ТХ-7)	110	1962	42,885	АС 185/24; АС 70/11
191	ВЛ 110 кВ Тальменская-Тракторная (ВЛ ТТ-1411)	110	1985	5,981	АС 95/16
192	ВЛ 110 кВ Рогозихинская-Шелаболихинская (ВЛ РШ-438)	110	1974	24,49	АС 70/11
193	ВЛ 110 кВ Алейская – Осколково (ВЛ АО-155)	110	1971	37,398	АС 120/19
194	ВЛ 110 кВ Опорная – Подгорная II цепь с отпайками (ВЛ ОП-94)	110	1961	9,325	AERO-Z; АС 150/24
195	ВЛ 110 кВ Шелаболихинская-Павловская (ВЛ ШП-440)	110	1993	24,83	АС 120/19
196	ВЛ 110 кВ Подгорная-АЗАI цепь (ВЛ ПА-171)	110	1974	0,345	АС 120/19
197	ВЛ 110 кВ Опорная – Чесноковская I цепь с отпайкой на ПС Береговая (ВЛ ОЧ-91)	110	1960	14,515	АС 240/32; АС 300/32
198	ВЛ 110 кВ Подгорная-ЦентральнаяII цепь (ВЛ ПЦ-40)	110	1984	4,875	АС 120/19
199	ВЛ 110 кВ Подгорная-АЗА II цепь (ВЛ ПА-172)	110	1974	0,336	АС 120/19
200	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха II цепь (ВЛ ТВ-176)	110	1965	3,182	АСО-300
201	ВЛ 110 кВ Сибэнергомаш – Опорная (ВЛ СО-102)	110	1960	1,188	АС 300/32
202	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Опорная с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТО-101)	110	1960	3,7	АС 300/32
203	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха I цепь с отпайкой на ПС Синтетика (ВЛ ТВ-43)	110	1973	6,318	АС 240/32; АС 300/32
204	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Сибэнергомаш с отпайкой на ПС Трансмаш (ВЛ ТС-100)	110	1960	2,497	АС 300/48
205	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная I цепь с отпайками (ВЛ ТП-45)	110	1973	14,041	АС 150/19; АСО-300

206	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – БШЗ I цепь с отпайками (ВЛ ТШ-103)	110	1964	8,021	АС 120/19; АС 150/19; АС 300/48
207	КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – Барнаульская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками (КВЛ ТТ-121)	110	1965	17,21	АПвПнг(А)2г 1х500/120-64/110; АС 120/19; АС 185/24; АС 300/32
208	ВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (ВЛ ВТ-111)	110	1967	99,644	АС 150/19; АС 150/24; АС 70/11
209	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-2 – БШЗ II цепь с отпайками (ВЛ ТШ-104)	110	1964	7,882	АС 120/19; АС 300/48
210	ВЛ 110 кВ Арбузовская-Рогозихинская (ВЛ АР-437)	110	1974	32,106	АС 150/19; АС 70/11
211	ВЛ 110 кВ Топчихинская – Приобская (ВЛ ТП-28)	110	1971	37,108	АС 150/19
212	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Гоньба I цепь с отпайкой на ПС Строительная (ВЛ ТГ-41)	110	1979	15,56	АС 150/19; АС 70/11
213	ВЛ 110 кВ Власиха – Арбузовская II цепь с отпайками (ВЛ ВА-112)	110	1966	71,55	АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
214	ВЛ 110 кВ Арбузовская – Корчинская I цепь с отпайками (ВЛ АК-19)	110	1978	106,52	АС 150/19
215	ВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Гоньба II цепь с отпайкой на ПС Строительная (ВЛ ТГ-42)	110	1979	15,505	АС 150/19; АС 70/11
216	ВЛ 110 кВ Топчихинская-Парфеново (ВЛ ТП-184)	110	1970	26,11	АС 70/11
217	ВЛ 110 кВ Топчихинская – Алейская I цепь с отпайками (ВЛ ТА-51)	110	1983	83,85	АС 120/19; АС 150/19; АС 70/11
218	ВЛ 110 кВ Усть-Пристань – Отрадное (ВЛ ПО-424)	110	1991	30,901	АС 120/19
219	ВЛ 110 кВ Топчихинская-Раздолье (ВЛ ТР-183)	110	1970	45,848	АС 70/11
220	ВЛ 110 кВ Горняцкая-Золотушинская (ВЛ ГЗ-95)	110	1952	29,06	АС 150/19
221	ВЛ 110 кВ Горняк-Змеиногорская II цепь с отпайками (ВЛ ГЗ-142)	110	1953	94,568	АЖ 120; АС 120/19; АС 150/19
222	ВЛ 110 кВ Краснощековская – Новошипуновская (ВЛ КН-408)	110	1973	60,536	АС 120/19
223	ВЛ 110 кВ Николаевка-Золотушинская (ВЛ НЗ-141)	110	1986	5,95	АС 150/19
224	ВЛ 110 кВ Саввушинская – Курьинская (ВЛ СК-72)	110	1977	30,761	АС 120/19
225	ВЛ 110 кВ Дальняя – Курьинская (ВЛ ДК-63)	110	1998	56,271	АС 120/19

226	ВЛ 110 кВ Новошипуновская – Огневская (ВЛ НО-140)	110	1973	31,559	АС 70/11
227	ВЛ 110 кВ Устькалманка-Новобурановская (ВЛ КБ-135)	110	1985	38,658	АС 120/19
228	ВЛ 110 кВ Новошипуновская-Чарышская (ВЛНЧ-439)	110	1991	55,206	АС 120/19
229	ВЛ 110 кВ Отрадное – Устькалманская (ВЛ ОК-425)	110	2001	20,141	АС 120/19
230	ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ - Бирюзовая КатуньI цепь с отпайкой на ПС Сибирская Монета (ТК-1)	110	2015	106,532	АС 120/19
231	ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ - Бирюзовая КатуньII цепь с отпайкой на ПС Сибирская Монета (ТК-2)	110	2015	106,501	АС 120/19

Приложение 3

Таблица 1

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2019 годусоставляла 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 Буяновская	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
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 Краснооорловская	110/10	2,5	2,5	1,17	46,97
74	ПС Краснояровская	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
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 Бащелак	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
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 Поспелихинская	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
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 2

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
35	ПС "Второкаменская" №36	110/10	6,30	6,30	1,181	21,06

№ 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
36	ПС "Вылковская" №20	110/10	2,50	2,50	0,975	43,82
37	ПС "Гальбштадская" №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 "Гляденьская" №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 "ЗятьковоРеченская" №23	110/10	2,50	2,50	1,110	49,87
64	ПС "Зятьковская" №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 "Каменская-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" №72	110/10	2,50	2,50	0,952	42,78
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

№ 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
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 "Краснооорловская" №43	110/10	2,50	2,50	0,997	44,79
89	ПС "Краснояровская" №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 Бащелак" №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" №10	110/35/10	6,30	0,00	0,851	15,17
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

№ 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
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 "Полуямки" №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
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

№ 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
186	ПС "Смазнево" №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
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 "Южаковская" №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

Таблица 3

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2021 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	10,000	10,000	3,970	42,69
2	ПС "25 лет Октября" №30	35/10	1,600	0,000	0,438	29,46
3	ПС "Акутихинская" №62	35/10	2,500	0,000	0,222	9,56
4	ПС "Алексеевская" №54	35/10	1,600	0,000	0,524	35,21
5	ПС "Анисимовская" №41	35/10	2,500	0,000	0,000	0,00
6	ПС "Анисимовская" №50	110/10	16,000	0,000	0,551	3,87
7	ПС "Арбузовская" №57	110/35/10	6,300	6,300	2,502	44,63
8	ПС "АСМ" №104	110/6	20,000	20,000	6,814	38,28
9	ПС "Баевская" №11	110/35/10	6,300	10,000	2,526	45,06
10	ПС "База Рубцовского РЭС" №61	35/10	1,600	0,000	0,150	10,07
11	ПС "Барановская" №51	35/10	2,500	2,500	1,030	44,29
12	ПС "Безрукавская" №17	110/10	6,300	0,000	1,982	35,36
13	ПС "Белово" №64	110/35/10	6,300	6,300	1,113	19,84
14	ПС "Белоглазовская" №37	35/10	3,200	3,200	0,848	28,49
15	ПС "Белокурихинская" №32	110/10	10,000	10,000	0,212	2,38
16	ПС "Береговая" №19	110/6	16,000	16,000	6,112	42,92
17	ПС "Березовская" №58	35/10	2,500	2,500	0,705	30,31
18	ПС "Бирюзовая Катунь" №30	110/10	25,000	25,000	1,046	4,70
19	ПС "Благовещенская" №3	110/10	16,000	16,000	6,563	46,09
20	ПС "Большевик" №66	35/10	2,500	0,000	0,574	24,70
21	ПС "Бор-Форпост" №9	110/10	6,300	0,000	0,493	8,80
22	ПС "Боровлянская" №87	35/10	1,600	0,000	0,467	31,42
23	ПС "Боровская" №92	35/10	1,600	0,000	0,273	18,33
24	ПС "Бурлинская" №16	110/35/10	6,300	16,000	2,274	40,55
25	ПС "Буяновская" №40	110/10	6,300	6,300	0,142	2,54
26	ПС "Быстроистокская" №40	110/10	6,300	6,300	1,424	25,39
27	ПС "Васильчуковская" №34	110/10	2,500	0,000	0,260	11,71
28	ПС "Велижановская" №24	110/10	6,300	6,300	0,662	11,81
29	ПС "Верх-Ануйская" №39	110/10	6,300	0,000	0,924	16,48
30	ПС "Верх-Суетская" №10	110/35/10	10,000	6,300	2,335	41,64
31	ПС "Верхаллакская" №23	35/10	1,600	1,600	0,164	11,05
32	ПС "Верхпайвинская" №18	35/10	2,500	0,000	0,177	7,62
33	ПС "Верхчуманская" №28	110/10	2,500	2,500	0,299	13,46
34	ПС "Весенняя" №52	110/10	6,300	0,000	1,781	31,77
35	ПС "Водстрой" №50	35/6	2,500	2,500	0,199	8,57
36	ПС "Волчнобурлинская" №13	110/10	6,300	6,300	0,689	12,29
37	ПС "Востровская" №52	35/10	2,500	2,500	0,594	25,55
38	ПС "Второкаменская" №36	110/10	6,300	6,300	1,120	19,98
39	ПС "Выльковская" №20	110/10	2,500	2,500	0,722	32,43
40	ПС "Гальбштадская" №7	110/35/10	25,000	16,000	6,511	45,72
41	ПС "Гидроузел" №29	110/6	10,000	10,000	2,511	28,22
42	ПС "Гилевская" №7	110/10	2,500	0,000	0,000	0,00
43	ПС "Глубоковская" №27	110/10	6,300	6,300	1,880	33,52
44	ПС "Гляденьская" №33	110/10	6,300	0,000	0,881	15,70
45	ПС "Гоноховская" №26	110/10	2,500	2,500	1,035	46,50
46	ПС "Гоньба" №23	110/10/6	25,000	25,000	6,011	27,02

№ 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
47	ПС "Горняцкая" №15	110/35/6	15,000	10,000	2,702	30,36
48	ПС "Городская" №1	110/35/6	20,000	20,000	8,015	45,03
49	ПС "Гришковская" №35	110/10	6,300	6,300	1,845	32,91
50	ПС "Дальняя" №10	110/35/10	10,000	10,000	1,472	16,54
51	ПС "Дмитротитовская" №8	110/10	2,500	2,500	0,701	31,52
52	ПС "Долинская" №53	35/10	1,600	0,000	0,472	31,73
53	ПС "Жилинская" №40	35/10	2,500	2,500	0,379	16,31
54	ПС "Заборная" №58	35/10	4,000	0,000	0,203	5,47
55	ПС "Загайновская" №85	35/10	2,500	2,500	0,629	27,07
56	ПС "Зайцевская" №51	35/10	2,500	2,500	0,674	28,97
57	ПС "Заречная" №7	110/35/20/10	10,000	10,000	11,069	34,55
58	ПС "Заря" №32	35/10	4,000	4,000	0,948	25,50
59	ПС "Зелено Полянская" №38	110/10	2,500	0,000	0,220	9,88
60	ПС "Зеленый Клин" №10	110/10	16,000	16,000	5,692	39,97
61	ПС "Зеркалы" №65	35/10	2,500	0,000	0,369	15,86
62	ПС "Зерновская" №51	35/10	1,800	0,000	0,037	2,22
63	ПС "Зимино" №62	35/10	3,200	1,800	0,288	17,19
64	ПС "Златополинская" №24	110/10	2,500	2,500	0,721	32,39
65	ПС "Змеиногорская" №16	110/35/10	25,000	15,000	9,857	44,30
66	ПС "Знаменская" №12	35/10	1,600	1,600	0,248	16,70
67	ПС "Золотушинская" №4	110/10	6,300	0,000	0,590	10,53
68	ПС "ЗятьковоРеченская" №23	110/10	2,500	2,500	1,070	48,08
69	ПС "Зятьковская" №14	110/10	2,500	2,500	0,384	17,28
70	ПС "Ивановская" №56	35/10	1,600	2,500	0,368	24,71
71	ПС "Каипская" №43	110/35/10	6,300	2,500	0,894	40,20
72	ПС "Калманская" №85	110/10	6,300	0,000	2,271	40,50
73	ПС "Каменская-2" №31	110/10	10,000	10,000	3,576	40,18
74	ПС "Камышенская" №4	110/10	10,000	10,000	0,842	9,46
75	ПС "Катунь" №16	110/10	2,500	2,500	0,981	44,07
76	ПС "Кашино" №93	110/35/10	6,300	6,300	1,686	30,06
77	ПС "Клепечихинская" №12	110/10	2,500	2,500	0,607	27,29
78	ПС "Ключевская" №5	110/10	10,000	15,000	4,172	46,88
79	ПС "Кокс" №6	110/10	25,000	25,000	2,497	11,22
80	ПС "Колыванская" №42	35/10	1,600	0,000	0,533	35,82
81	ПС "Комарихинская" №39	35/10	1,800	1,800	0,439	26,22
82	ПС "Коминтерновская" №42	35/10	2,500	0,000	0,574	24,70
83	ПС "Коммунальная" №16	35/6	10,000	6,300	1,406	24,00
84	ПС "Контошинская" №33	35/10	2,500	0,000	0,662	28,48
85	ПС "Корниловская" №41	35/10	4,000	2,500	0,377	16,19
86	ПС "Коробейниково" №72	110/10	2,500	2,500	0,756	33,97
87	ПС "Корчинская" №2	110/10	6,300	6,300	1,576	28,10
88	ПС "Костинлоговская" №30	35/10	2,500	2,500	0,445	19,13
89	ПС "Кочкинская" №21	35/10	1,600	1,600	0,267	17,94
90	ПС "Красноалтайская" №39	35/10	2,500	0,000	0,282	12,13
91	ПС "Красногорская" №9	110/35/10	6,300	6,300	2,802	49,98
92	ПС "Краснооорловская" №43	110/10	2,500	2,500	0,773	34,73
93	ПС "Краснояровская" №45	35/10	3,200	0,000	0,288	9,67
94	ПС "Крестьянская" №5	35/10	2,500	0,000	0,854	36,75
95	ПС "Кругловская" №34	35/10	1,800	0,000	0,269	16,09
96	ПС "Крутихинская" №25	110/10	6,300	6,300	1,940	34,60

№ 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
97	ПС "Крутишка" №17	35/10	2,500	2,500	0,963	41,40
98	ПС "Кузьминская" №41	35/10	1,600	0,000	0,196	13,14
99	ПС "Куяганская" №38	110/10	2,500	2,500	0,498	22,36
100	ПС "Кытмановская" №59	110/10	6,300	6,300	2,229	39,76
101	ПС "Лаптев-Логовская" №46	35/10	1,600	2,500	0,203	13,65
102	ПС "Лебяжье" №18	110/35/10	25,000	25,000	4,334	19,48
103	ПС "Линевская" №23	110/10	2,500	2,500	0,530	23,82
104	ПС "Локтевская" №31	35/10	4,000	0,000	0,794	21,35
105	ПС "Лосихинская" №34	35/10	2,500	2,500	0,200	8,58
106	ПС "Луговская" №67	35/10	2,500	0,000	0,416	17,89
107	ПС "Майская" №47	35/10	10,000	10,000	2,427	26,09
108	ПС "Малый Бащелак" №62	35/10	1,000	0,000	0,269	28,97
109	ПС "Мельниковская" №36	35/10	2,500	2,500	0,964	41,47
110	ПС "Метелёвская" №49	35/10	4,000	4,000	0,669	17,99
111	ПС "МЗХР" №106	110/6	10,000	10,000	2,248	25,26
112	ПС "Мирная" №22	110/35/10	10,000	10,000	1,423	15,99
113	ПС "Михайловская" №26	110/10	10,000	10,000	4,424	49,71
114	ПС "Мичуринская" №33	35/10	2,500	0,000	0,921	39,63
115	ПС "Молодежная" №30	110/10	2,500	2,500	0,865	38,87
116	ПС "Мостовая" №14	110/6	6,300	0,000	0,534	9,53
117	ПС "Моховская" №80	35/10	2,500	2,500	0,705	30,34
118	ПС "Мышкинская" №44	110/10	10,000	10,000	0,320	3,59
119	ПС "Набережная" №25	35/10	2,500	2,500	0,586	25,19
120	ПС "Набережная" №4	110/10/6	25,000	25,000	11,125	50,00
121	ПС "Нагорная" №41	35/10	2,500	2,500	0,975	41,92
122	ПС "Насосная-1 БОС" №34	110/6	0,000	0,000	0,000	0,00
123	ПС "Насосная-2 БОС" №37	110/6	16,000	0,000	0,007	0,05
124	ПС "Ненинская" №53	110/35/10	10,000	0,000	3,410	38,31
125	ПС "Нижнечуманская" №36	35/10	2,500	4,000	0,347	14,93
126	ПС "Николаевская" №16	110/10	2,500	2,500	0,358	16,10
127	ПС "Ново-Кулундинская" №20	110/10	2,500	2,500	0,827	37,17
128	ПС "Ново-Полтавская" №8	110/10	2,500	2,500	0,849	38,16
129	ПС "Ново-Романово" №87	110/10	6,300	6,300	1,493	26,62
130	ПС "Новоалтайская" №29	110/10	32,000	32,000	7,708	27,06
131	ПС "Новобурановская" №10	110/35/10	6,300	0,000	0,738	13,17
132	ПС "Нововознесенская" №36	35/10	4,000	4,000	0,337	9,06
133	ПС "Новоильинская" №26	110/10	2,500	2,500	0,536	24,11
134	ПС "Новониколаевская" №28	110/10	2,500	2,500	0,475	21,34
135	ПС "Новосельская" №27	110/10	2,500	0,000	0,177	7,94
136	ПС "Новотроицкая (НС-3)" №30	35/6	4,000	0,000	0,640	17,20
137	ПС "Новотроицкая (НС-4)" №29	110/35/6	10,000	0,000	0,697	7,83
138	ПС "Новотроицкая (НС-5)" №31	35/6	4,000	0,000	0,003	0,08
139	ПС "Новотырышкинская" №36	110/35/10/6	6,300	6,300	2,224	39,66
140	ПС "Новоярковская" №16	35/10	4,000	4,000	0,742	19,95
141	ПС "НС-4П" №40	35/10	4,000	0,000	0,119	3,19
142	ПС "Обская" №12	110/6	6,300	6,300	0,384	6,86
143	ПС "ОБЬ" №9	35/6	10,000	10,000	2,848	30,62
144	ПС "Овсянниковская" №77	35/10	2,500	0,000	0,164	7,04
145	ПС "Овчинниковская" №39	35/10	6,300	6,300	2,657	45,35
146	ПС "Огневская" №12	110/10	6,300	0,000	0,836	14,91

№ 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
147	ПС "Озерно-Кузнецовская" №7	110/10	6,300	6,300	0,372	6,64
148	ПС "Озерновская" №35	35/10	2,500	2,500	0,631	27,14
149	ПС "Октябрьская" №57	35/10	2,500	2,500	0,246	10,58
150	ПС "Октябрьская" №7	110/10	6,300	6,300	0,748	13,34
151	ПС "Опорная" №25	110/6	40,000	40,000	14,641	41,13
152	ПС "Ореховская" №28	35/10	2,500	2,500	0,478	20,58
153	ПС "Орловская" №22	110/10	10,000	10,000	1,440	16,18
154	ПС "Оросительная-3" №26	35/10	1,600	0,000	0,291	19,56
155	ПС "Орошение" №61	35/10	4,000	0,000	1,292	34,72
156	ПС "Осколково" №96	110/10	2,500	6,300	0,680	30,58
157	ПС "Отрадное" №71	110/10	6,300	0,000	0,373	6,66
158	ПС "Панкрушихинская" №19	110/35/10	6,300	6,300	2,058	36,71
159	ПС "Парфеново" №84	110/10	2,500	2,500	0,666	29,91
160	ПС "Первомайская" №31	110/35/10	10,000	10,000	3,482	39,12
161	ПС "Петровская" №84	35/10	4,000	4,000	1,486	39,95
162	ПС "Плотниковская" №29	35/6	4,000	4,000	0,008	0,21
163	ПС "Победа" №76	35/10	1,600	0,000	0,268	17,98
164	ПС "Победим" №86	110/10	2,500	2,500	0,628	28,23
165	ПС "Подборная" №48	35/10	1,600	2,500	0,237	15,91
166	ПС "Подсосновская" №25	35/10	6,300	4,000	1,296	34,85
167	ПС "Покровская" №22	35/10	4,000	4,000	0,380	10,23
168	ПС "Полевая" №18	35/6	4,000	0,000	0,426	11,44
169	ПС "Ползуново" №24	110/10/6	40,000	40,000	7,782	21,86
170	ПС "Полуямки" №43	35/10	2,500	1,800	0,761	45,44
171	ПС "Поповичихинская" №56	110/10	2,500	0,000	0,137	6,18
172	ПС "Поспелихинская" №23	110/35/10	25,000	25,000	8,701	39,10
173	ПС "Приобская" №88	110/35/10	10,000	10,000	2,242	25,19
174	ПС "Раздолье" №83	110/10	2,500	6,300	0,565	25,37
175	ПС "Разумовская" №17	35/10	1,600	2,500	0,290	19,51
176	ПС "Ракитовская" №30	35/10	1,800	2,500	0,555	33,14
177	ПС "Рассвет" №38	35/10	4,000	4,000	1,253	33,69
178	ПС "Ремовская" №38	35/10	5,600	4,000	1,468	39,45
179	ПС "РМЗ" №105	110/6	15,000	40,000	5,348	40,06
180	ПС "Рогозихинская" №53	110/10	6,300	6,300	1,704	30,39
181	ПС "РПБ ЗЭС" №62	35/10	1,600	2,500	0,641	43,09
182	ПС "Рыбинская" №8	110/35/10	10,000	10,000	2,713	30,49
183	ПС "Саввушинская" №48	35/10	1,600	0,000	0,000	0,00
184	ПС "Северная" №20 (новая)	110/6	16,000	16,000	5,873	41,24
185	ПС "Северская" №41	110/10	2,500	2,500	0,643	28,90
186	ПС "Серебропольская" №6	110/35/10	10,000	16,000	0,737	8,28
187	ПС "Сибирская монета" №31	110/10	25,000	25,000	0,081	0,37
188	ПС "Сибирячихинская" №44	110/10	2,500	0,000	0,472	21,22
189	ПС "Сидоровская" №32	110/10	6,300	0,000	0,790	14,09
190	ПС "Симоновская" №40	35/10	1,800	0,000	0,173	10,33
191	ПС "Ситниковская" №15	35/10	1,600	1,600	0,366	24,60
192	ПС "Смазнево" №74	35/10	4,000	0,000	1,583	42,55
193	ПС "Совхозная" №47	110/10	2,500	2,500	0,457	20,53
194	ПС "Солнечная" №95	35/10	6,300	0,000	0,535	9,14
195	ПС "Солоновская" №44	35/10	2,500	0,000	0,521	22,41
196	ПС "Солтонская" №55	110/35/10	6,300	6,300	1,525	27,20

№ 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
197	ПС "Соусканиха" №82	35/10	1,600	0,000	0,241	16,22
198	ПС "Степновская" №19	35/10	1,600	1,600	0,410	27,58
199	ПС "Столбовская" №21	35/10	2,500	2,500	0,654	28,12
200	ПС "Суетка" №63	35/10	1,000	0,000	0,270	29,07
201	ПС "Сунгайская" №72	35/10	2,500	1,600	0,479	32,19
202	ПС "Сычевская" №97	35/10	4,000	4,000	1,012	27,21
203	ПС "Таловская" №53	35/10	2,500	4,000	0,644	27,71
204	ПС "Титовская" №47	35/10	2,500	0,000	0,869	37,37
205	ПС "Тишинская" №15	110/35/10	10,000	6,300	1,357	24,20
206	ПС "Тогульская" №58	110/35/10	6,300	6,300	1,897	33,83
207	ПС "Топольная" №55	35/10	2,500	0,000	0,206	8,85
208	ПС "Тракторная" №52	110/10	16,000	16,000	2,313	16,25
209	ПС "Трофимовская" №34	35/6	25,000	25,000	9,257	39,81
210	ПС "Тугозвоновская" №35	35/10	1,600	0,000	0,486	32,66
211	ПС "Угловская" №27	110/35/10	6,300	10,000	2,047	36,50
212	ПС "Урлаповская" №64	35/10	2,500	0,000	0,371	15,97
213	ПС "Усть-Кажа" №11	35/10	1,600	0,000	0,342	22,96
214	ПС "Усть-Мосиха" №63	110/10	2,500	2,500	0,682	30,65
215	ПС "Усть-Пристань" №11	110/10	6,300	6,300	2,183	38,93
216	ПС "Усть-Тальменская" №401	110/27,5/10	0,000	0,000	0,000	0,00
217	ПС "Устьянская" №9	35/10	2,500	2,500	0,851	36,61
218	ПС "Хабарская" №18	110/10	10,000	10,000	2,751	30,91
219	ПС "Химпром" №27	110/10	10,000	10,000	3,380	37,97
220	ПС "Хлопуновская" №19	110/10	6,300	6,300	0,709	12,65
221	ПС "Хмелевская" №77	35/10	2,500	0,000	0,764	32,86
222	ПС "Цаплинская" №49	35/10	4,000	4,000	1,645	44,22
223	ПС "Целинная" №50	110/35/10	10,000	10,000	2,473	27,79
224	ПС "Чапаевская" №17	110/10	2,500	0,000	0,138	6,19
225	ПС "Чемровская" №66	35/10	6,300	6,300	2,774	47,34
226	ПС "Черемушкинская" №73	35/10	4,000	0,000	0,554	14,89
227	ПС "Черемшанская" №45	35/10	4,000	4,000	1,049	28,21
228	ПС "Чинетинская" №59	35/10	1,000	1,000	0,156	16,79
229	ПС "Чумышская" №76	35/10	4,000	4,000	1,254	33,71
230	ПС "Шадрухинская" №56	35/10	2,500	0,000	0,094	4,06
231	ПС "Шарчинская" №4	110/10	2,500	0,000	0,465	20,92
232	ПС "Шипунихинская" №44	35/10	2,500	0,000	0,609	26,20
233	ПС "Шпагино" №75	35/10	4,000	0,000	0,587	15,78
234	ПС "Шубинская" №11	110/10	6,300	6,300	0,272	4,85
235	ПС "Шульгинская" №17	110/6	10,000	10,000	3,294	37,01
236	ПС "Шумановская" №37	35/10	4,000	4,000	0,483	12,98
237	ПС "Южаковская" №86	35/10	1,600	0,000	0,085	5,70
238	ПС «Саввушинская» №1	110/10	6,300	0,000	0,625	11,15

Приложение А

Результаты расчетовнормального и послеаварийных режимов ВЛ 110 кВ Бийского энергорайона

Таблица 1

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Зимний максимум 2023 года						к.з. 15.12.21 07-00	Зимний максимум 2023 года				
			Т зима 0,92 (-36^0)							Т ср.сипр (-27,1)				
			Нормальный режим	Отключение одной ВЛ 110 кВ						Отключение двух ВЛ 110 кВ				
				БВ-13	БЗ-166	СП-189	ТС-169	СС-107	БЗ-166 и СП-189	Нормальный режим	БЗ-166 и СП-189	БЗ-166 и СП-189 применение схемно-режимных мероприятий*	БЗ-165 и БЗ-166	БЗ-165и БЗ-166 применение схемно-режимных мероприятий **
Бийская ТЭЦ-1	Шины 110	U (кВ)	120,2	120,4	120,2	120,0	120,3	120,3	121,74	120,7	120,5	120,7	121,8	125,6
	ВЛ 110 кВ ТС-169	P (МВт)	-65,0	-65,8	-65,7	-56,9	0	-62,9	-57,8	-64,9	-57,5	-57,8	-72,7	-74,7
		I (А)	322	324	325	285	0	310	282	317	283	283	365	351
		Iдд/Iад (А)	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660
	ВЛ 110 кВ ТС-170	P (МВт)	-65,0	-65,8	-65,7	-56,9	-115,1	-62,9	-57,8	-64,9	-57,5	-57,8	-72,7	-74,7
		I (А)	322	324	325	285	568	310	282	317	283	283	365	351
		Iдд/Iад (А)	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	119,8	120,0	119,7	119,4	119,7	119,8	120,8	120,2	119,9	120,2	121,8	125,5
	ВЛ 110 кВ БВ-13	P (МВт)	-25,2	0	-26,9	-29,5	-25,2	-25,9	-30,0	-24,1	-30,7	-30,8	-50,2	-50,7
		I (А)	129	0	137	151	129	132	122	122	154	154	288	245
		Iдд/Iад (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
	ВЛ 110 кВ БЗ-165	P (МВт)	-54,8	-59,8	-103,4	-70,8	-54,9	-56,5	-124,7	-50,6	-126,9	-117,6	0	0
		I (А)	271	295	511	354	271	279	611	249	628	575	0	0
		Iдд/Iад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ 110 кВ БЗ-166	P (МВт)	-54,1	-59,0	0	-70,1	-54,2	-55,8	0	-49,9	0	0	0	0
		I (А)	267	291	0	350	267	275	0	245	0	0	0	0
		Iдд/Iад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	Шины 110	U (кВ)	116,8	116,9	116,7	117,7	116,6	114,4	119,4	117,6	118,3	118,5	115,4	120,7
		P (МВт)	-52,5	-54,8	-55,5	0	-52,1	-47,8	0	-48,4	0	0	-93,2	-89,2

ПС 110 кВ Смоленская	ВЛ 110 кВ СП-189	I (А)	262	274	277	0	261	243	0	239	0	0	537	434
		Iдд/Iад (А)	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581
	ВЛ 110 кВ СС-107	Р (МВт)	48,1	49,9	49,6	30,0	47,8	0	29,0	46,5	30,0	30,6	66,2	69,1
		I (А)	238	247	245	148	237	0	140	228	147	150	353	333
		Iдд/Iад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ 110 кВ СС-108	Р (МВт)	52,8	54,6	54,3	33,8	52,4	91,1	32,4	50,9	33,7	34,3	72,9	75,0
		I (А)	260	268	267	166	258	455	156	248	164	167	380	358
		Iдд/Iад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
ПС110 кВ Предгорная	Шины 110	U (кВ)	110,6	110,3	110,2	92,2	110,4	108,9	95,5	112,2	95,9	96,8	94,4	109,5
	ВЛ 110 кВ ПЧ- 3	Р (МВт)	-30,1	-32,2	-32,9	6,6	-29,8	-26,1	6,1	-26,8	6,6	6,6	-66,4	-63,1
		I (А)	157	168	172	41	156	138	37	138	40	40	442	332
		Iдд/Iад (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
ПС 110 кВ Ненинская	Шины 110	U (кВ)	114,2	103,8	113,9	112,5	114,2	114,2	114,5	115,2	113,3	113,8	103,3	113,6
	ВЛ 110 кВ ДН-86	Р (МВт)	-17,4	-5,4	-19,6	-23,1	-17,5	-17,9	-23,7	-15,6	-24,2	-23,5	-48,9	-42,9
		I (А)	88	38	99	119	88	90	119	78	123	119	307	218
		Iдд/Iад (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
ПС 110 кВ Заречная (А)	Шины 110	U (кВ)	117,7	117,7	115,8	116,5	117,6	117,7	116,1	118,3	115,0	116,1	55	96,9
	ВЛ 110 кВ ЗО-137	Р (МВт)	-38,8	-43,3	-36,0	-53,1	-38,9	-40,4	-46,7	-35,4	-46,9	-47,6	5,9	4,3
		I (А)	199	223	187	281	199	207	245	179	248	250	75	28
		Iдд/Iад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
	ВЛ 110 кВ ЗС-136	Р (МВт)	-45,7	-50,5	-42,6	-61,3	-45,8	-47,4	-41,6	-41,9	-54,1	-54,9	2,7	-0,4
		I (А)	226	250	213	308	227	234	206	206	273	275	35	3
		Iдд/Iад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
ПС 110 кВ Майминская	Шины 110	U (кВ)	109,7	108,6	108,8	103,9	109,6	109,4	106,6	111,1	105,2	106,1	61,2	98,7
	ВЛ 110 кВ БМ-85	Р (МВт)	33,2	37,6	30,5	47,4	33,3	34,7	41,6	30,0	41,5	42,2	-8,4	-8,3
		I (А)	170	194	159	252	171	179	218	152	220	222	101	49
		Iдд/Iад (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
	ВЛ 110 кВ ОМ-139	Р (МВт)	35,6	40,1	32,9	50,0	35,7	37,2	43,9	32,3	43,9	44,6	-7,6	-6,9
		I (А)	182	206	170	266	183	190	230	164	232	234	91	41
		Iдд/Iад (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

* Вывод в ремонт ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189) и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165) после срабатывания, предлагаемого АОПО на ПС 220 кВ Бийская (10 МВт)

** Вывод в ремонт ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165) и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) после применения схемно-режимных мероприятий (действие АОСН на отключение В-10 Т-1, В-10 Т-2 ПС 110 кВ Горно-Алтайская, действие АОСН на отключение В-10 Т-3, В-10 Т-4, В-35 Т-3, В-35 Т-4 ПС 110 кВ Заречная, увеличение генерации QБийской ТЭЦ, регулирование РПН ПС 220 кВ Бийская)

Результаты расчетовнормального, ремонтного и послеаварийных режимов ВЛ 110 кВ Бийского энергорайона

Таблица 2

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Летний максимум 2023 года								
			Температура наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 (t +30^0)								
			Нормальный режим	Отключение одной ВЛ 110 кВ					Отключение двух ВЛ 110 кВ		
				БВ-13	БЗ-166	СП-189	ТС-169	СС-107	БВ-13 и СП-189	БЗ-166 и СП-189	БЗ-165 и БЗ-166
Бийская ТЭЦ-1	Шины 110	U (кВ)	120,3	120,4	120,3	120,1	120,3	120,4	120,3	120,1	120,6
	ВЛ 110 кВ ТС-169	P (МВт)	-22,8	-23,1	-22,9	-25,1	0	-21,7	-25,3	-25,1	-25,2
		I (А)	156	155	157	156	0	146	154	156	168
		Iдд/Iад (А)	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660
	ВЛ 110 кВ ТС-170	P (МВт)	-22,8	-23,1	-22,9	-25,1	-40,3	-21,7	-25,3	-25,1	-25,2
		I (А)	156	155	157	156	274	146	154	156	168
		Iдд/Iад (А)	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660	600/660
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	119,7	119,9	119,7	119,4	119,6	119,9	119,6	119,4	120,3
	ВЛ 110 кВ БВ-13	P (МВт)	-10,4	0	-11,0	-9,0	-10,4	-10,8	0	-9,4	-18,1
		I (А)	70	0	73	73	69	71	0	78	122
		Iдд/Iад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360
	ВЛ 110 кВ БЗ-165	P (МВт)	-15,5	-17,3	-28,4	-10,4	-15,5	-15,9	-12,0	-18,6	0
		I (А)	112	123	207	139	112	114	154	266	0
		Iдд/Iад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ 110 кВ БЗ-166	P (МВт)	-15,0	-16,8	0	-9,8	-15,0	-15,3	-11,5	0	0
		I (А)	109	121	0	137	109	112	152	0	0
		Iдд/Iад (А)	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	118,3	118,1	118,5	118,0	117,1	118,7	118,5	117,6
	ВЛ 110 кВ	P (МВт)	9,0	8,2	8,2	0	9,1	9,9	0	0	-1,0

	СП-189	I (А)	106	108	108	0	106	105	0	0	175
		Iдд/Iад (А)	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581
	ВЛ 110 кВ СС-107	Р (МВт)	10,8	11,5	11,2	16,7	10,6	0	17,1	16,8	15,8
		I (А)	73	77	76	82	72	0	84	83	116
		Iдд/Iад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ 110 кВ СС-108	Р (МВт)	14,0	14,8	14,5	19,7	13,9	22,8	20,1	19,8	19,7
		I (А)	89	92	91	97	88	148	99	97	133
		Iдд/Iад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
110 кВ Предгорная	Шины 110	U (кВ)	115,1	115,0	114,8	104,8	115,0	114,4	103,3	102,6	109,7
	ВЛ 110 кВ ПЧ- 3	Р (МВт)	18,9	18,2	18,1	5,5	19,0	19,7	5,4	5,4	9,1
		I (А)	125	125	125	31	125	126	31	31	172
		Iдд/Iад (А)	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480
ПС 110 кВ Ненинская	Шины 110	U (кВ)	116,1	109,1	115,9	115,2	116,0	116,2	107,6	114,8	112,5
	ВЛ 110 кВ ДН-86	Р (МВт)	-4,0	0,6	-4,7	-2,3	-4,0	-4,0	1,3	-2,9	-13,1
		I (А)	22	11	26	31	22	23	8	38	92
		Iдд/Iад (А)	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480
ПС 110 кВ Заречная	Шины 110	U (кВ)	118,1	118,1	116,6	117,1	118,0	118,2	117,1	114,9	92,4
	ВЛ 110 кВ ЗО-137	Р (МВт)	-5,1	-6,8	-4,1	0,3	-5,1	-5,4	-1,2	1,0	6,9
		I (А)	49	61	44	90	49	52	104	89	48
		Iдд/Iад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
	ВЛ 110 кВ ЗС-136	Р (МВт)	-9,9	-11,6	-8,8	-4,8	-9,9	-10,2	-6,3	-4,0	3,1
		I (А)	79	91	73	112	79	81	126	109	21
		Iдд/Iад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
ПС 110 кВ Майминская	Шины 110	U (кВ)	113,9	113,0	112,9	110,6	113,8	113,8	109,3	108,7	95,7
	ВЛ 110 кВ БМ-85	Р (МВт)	1,0	2,7	0,1	-4,2	1,1	1,4	-2,7	-4,8	-10,0
		I (А)	43	53	40	93	43	45	105	93	64
		Iдд/Iад (А)	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480
	ВЛ 110 кВ ОМ-139	Р (МВт)	2,5	4,2	1,5	-2,9	-2,5	2,8	-1,4	-3,5	-9,0
		I (А)	52	62	48	100	52	54	113	99	57
		Iдд/Iад (А)	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480	400/480

Результаты расчетовнормального и послеаварийных режимов ВЛ 110 кВ г. Барнаула, зимнего максимума по температуре наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (t -36°) на 2023 год

Таблица 3

Наименование объекта	Наименование двухцепных ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Нормальный режим	Отключение одной из двухцепных ВЛ 110 кВ					
				ТТ-121	ТП-45	ОП-93	ТС-100	ТО-101	ОЧ-91
ПС 110/35/6 Подгорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	114,9	114,8	114,2	115	114,9	114,9	114,8
	ВЛ 110 кВ ТП-45	P (МВт)	31,5	37,7	0	34,6	32,3	32,9	33,9
		Q(МВАР)	22,4	26,5	0	20,7	22,8	22,8	22,8
		I /Iдоп (А)	193/600	231/600	0/600	202/600	198/600	201/600	204/600
	ВЛ 110 кВ ТП-46	P (МВт)	37,4	43,6	44,4	40,5	38,3	38,9	39,8
		Q(МВАР)	24,2	28,3	32,2	22,5	24,5	24,6	24,5
		I /Iдоп (А)	223/600	261/600	277/600	232/600	228/600	230/600	234/600
	ВЛ 110 кВ ОП-93	P (МВт)	1,8	-4,4	13,9	0	1	0,4	-0,6
		Q(МВАР)	-11,6	-15,8	-4,6	0	-12	-12,1	-12
		I /Iдоп (А)	60/600	83/600	74/600	0/600	61/600	61/600	61/600
	ВЛ 110 кВ ОП-94	P (МВт)	1,8	-4,5	13,9	-2,6	0,9	0,3	-0,6
		Q(МВАР)	-12,6	-16,7	-5,5	-20,8	-12,9	-13	-12,9
		I /Iдоп (А)	64/600	87/600	76/600	106/600	66/600	66/600	66/600
Барнаульская ТЭЦ-3	Шины 110 кВ	U(кВ)	116,6	116,7	116,7	116,7	116,6	116,6	116,6
	ВЛ 110 кВ ТП-45	P (МВт)	-52,9	-59,2	0	-56	-53,8	-54,4	-55,3
		Q(МВАР)	-29,4	-33,8	0	-27,7	-29,8	-29,8	-29,8
		I /Iдоп (А)	300/600	339/600	0/600	310/600	305/600	308/600	312/600
	ВЛ 110 кВ ТП-46	P (МВт)	-50	-56,2	-78,3	-53,1	-50,8	-51,4	-52,4
		Q(МВАР)	-28,2	-32,7	-43,9	-26,6	-28,6	-28,7	-28,7
		I /Iдоп (А)	285/600	322/600	445/600	295/600	290/600	292/600	296/600
	ВЛ 110 кВ ТТ-121	P (МВт)	-56,5	0	-66,1	-54,1	-55,4	-54,6	-59,5
		Q(МВАР)	-35,7	0	-39,6	-37	-35,3	-35,2	-36,3
		I /Iдоп (А)	332/890	0/890	383/890	326/890	326/890	323/890	347/890
	ВЛ 110 кВ ТТ-122	P (МВт)	-49,4	-89,3	-59,1	-47,1	-48,3	-47,5	-52,5
		Q(МВАР)	-34,8	-52	-38,7	-36,1	-34,4	-34,3	-35,3
		I /Iдоп (А)	300/890	515/890	351/890	295/890	295/890	291/890	315/890

ПС 110/6 Опорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	114,8	114,5	114,5	114,8	114,8	114,7	114,7
	ВЛ 110 кВ ОП-93	P (МВт)	-29,9	-23,6	-41,9	0	-29	-28,4	-27,4
		Q(МВАР)	4,3	8,5	-2,8	0	4,7	4,8	4,7
		I /Iдоп (А)	152/600	126/600	212/600	0/600	148/600	145/600	140/600
	ВЛ 110 кВ ОП-94	P (МВт)	-36,5	-30,2	-48,5	-60,1	-35,6	-35	-34
		Q(МВАР)	1	5,1	-6,1	1,5	1,3	1,4	1,4
		I /Iдоп (А)	183/600	154/600	247/600	303/600	179/600	176/600	171/600
	ВЛ 110 кВ ТО-101	P (МВт)	15,6	5,3	27,9	12,6	25,9	0	19,5
		Q(МВАР)	4,2	-3,9	10,9	6,1	7,7	0	5,8
		I /Iдоп (А)	81/600	33/600	151/600	70/600	136/600	0/600	102/600
	ВЛ 110 кВ СО-102	P (МВт)	4,5	-1,4	11,5	2,7	-8,1	16,2	6,7
		Q(МВАР)	-0,7	-5,3	3,1	0,4	-5,6	1,8	5,8
		I /Iдоп (А)	23/600	27/600	60/600	14/600	49/600	82/600	34/600
	ВЛ 110 кВ ОЧ-91	P (МВт)	33,6	35,4	36	32,8	34	34	0
		Q(МВАР)	2,2	4,3	4	2,6	2,5	2,6	0
		I /Iдоп (А)	169/600	180/600	183/600	166/600	171/600	172/600	0/600
	ВЛ 110 кВ ОЧ-92	P (МВт)	29,5	31,3	31,9	28,8	29,8	30	52
		Q(МВАР)	-0,8	1,3	1	-0,4	-0,5	-0,5	-2,1
		I /Iдоп (А)	148/600	158/600	161/600	145/600	150/600	151/600	262/600
Барнаульская ТЭЦ-2	Шины 110 кВ	U(кВ)	114,9	114,5	114,7	114,9	115	115	114,8
	ВЛ 110 кВ ТТ-121	P (МВт)	3,1	0	12,7	0,7	1,9	1,1	6,1
		Q(МВАР)	17,7	0	21,5	19	17,4	17,3	18,3
		I /Iдоп (А)	90/890	0/890	125/890	95/890	88/890	87/890	97/890
	ВЛ 110 кВ ТТ-122	P (МВт)	3,8	-9,6	13,4	1,4	2,7	1,9	6,8
		Q(МВАР)	16,1	15,1	19,8	17,4	15,7	15,6	16,6
		I /Iдоп (А)	83/890	90/890	120/890	87/890	80/890	79/890	90/890
	ВЛ 110 кВ ТО-101	P (МВт)	-26	-15,7	-38,3	-23	-46,7	0	-29,9
		Q(МВАР)	-10	-1,9	-16,7	-11,9	-19,6	0	-11,7
		I /Iдоп (А)	140/600	80/600	210/600	130/600	255/600	0/600	162/600
	ВЛ 110 кВ ТС-100	P (МВт)	-22,9	-17	-30	-21,2	0	-45,1	-25,2
		Q(МВАР)	-10,7	-6	-14,6	-11,8	0	-19,3	-11,7
		I /Iдоп (А)	127/630	91/630	168/630	122/630	0/630	247/630	140/630

Результаты расчётов нормального, ремонтных и послеаварийных режимов по ВЛ 110 кВ г. Барнаула, летнего максимума при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 (t +30°) на 2023 год

Таблица 4

Наименование объекта	Наименование двухцепных ВЛ110 кВ	Единицы измерения	Нормальный режим	Отключение одной из двухцепных ВЛ 110 кВ					Отключение двух ВЛ 110 кВ			
				ТТ-121	ТП-45	ОП-93	ТС-100	ОЧ-91	ОП-93, ТТ-121	ОП-93, ТП-45	ТП-45, ТТ-121	ТП-45, ТП-46
ПС 110/35/6 Подгорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	114,8	114,7	114,3	114,8	114,8	114,7	114,7	114,1	114,1	113,5
	ВЛ 110 кВ ТП-45	P (МВт)	14,3	14,8	0	19,2	15	16,8	19,1	0	0	0
		Q(МВАР)	19,8	23,7	0	18,8	20,1	20,3	22,1	0	0	0
		I /Iдоп (А)	122/569	140/569	0/569	134/569	125/569	131/569	146/569	0/569	0/569	0/569
	ВЛ 110 кВ ТП-46	P (МВт)	12,3	12,9	14,5	17,3	13	14,8	17,1	24	16,9	0
		Q(МВАР)	18,8	22,7	26,7	17,7	19	19,2	21	27,4	33,3	0
		I /Iдоп (А)	112/569	130/569	152/569	123/569	115/569	121/569	135/569	183/569	188/569	0/569
	ВЛ 110 кВ ОП-93	P (МВт)	13,1	12,5	19,1	0	12,4	10,6	0	0	17,9	26,3
		Q(МВАР)	-10,3	-14,1	-4,3	0	-10,5	-10,7	0	0	-7,6	9
		I /Iдоп (А)	84/464	95/464	99/464	0/464	82/464	76/464	0/464	0/464	98/464	141/464
	ВЛ 110 кВ ОП-94	P (МВт)	14,3	13,8	20,4	17,5	13,6	11,9	17,8	30	19,1	27,5
		Q(МВАР)	-10,3	-14,2	-4,3	-18,4	-10,5	-10,7	-25	-9,4	-7,6	9
		I /Iдоп (А)	89/464	100/464	105/464	128/464	87/464	81/464	155/464	159/464	104/464	147/464
Барнаульская ТЭЦ-3	Шины 110 кВ	U(кВ)	116	116,1	116,1	116	116	115,9	116,1	116,1	116,3	116,6
	ВЛ 110 кВ ТП-45	P (МВт)	-26,7	-27,2	0	-31,6	-27,4	-29,2	-31,5	0	0	0
		Q(МВАР)	-23,2	-27,2	0	-22,2	-23,5	-23,7	-25,6	0	0	0
		I /Iдоп (А)	177/600	192/600	0/600	193/600	180/600	188/600	203/600	0/600	0/600	0/600
	ВЛ 110 кВ ТП-46	P (МВт)	-27,6	-28,2	-42,1	-32,6	-28,3	-30,1	-32,5	-51,7	-44,6	0
		Q(МВАР)	-23,8	-27,8	-35,7	-22,8	-24,1	-24,3	-26,2	-36,7	-42,5	0
		I /Iдоп (А)	183/600	198/600	276/600	199/600	186/600	194/600	208/600	316/600	307/600	0/600
	ВЛ 110 кВ ТТ-121	P (МВт)	-25,7	0	-30,5	-21,9	-24,8	-28,8	0	-26,8	0	-40,8
		Q(МВАР)	-30,3	0	-33,8	-31,2	-30	-30,9	0	-33,9	0	-43,2
		I /Iдоп (А)	198/690	0/690	227/690	190/690	194/690	211/690	0/690	215/690	0/690	295/690
	ВЛ 110 кВ ТТ-122	P (МВт)	-16,5	-41,1	-21,3	-12,7	-15,5	-19,6	-35,6	-17,6	-48,5	-31,5
		Q(МВАР)	26,5	-42,9	-30,1	-27,5	-26,2	-27,1	-45,1	-30,1	-48,7	-39,4
		I /Iдоп (А)	155/690	296/690	183/690	151/690	152/690	167/690	287/690	174/690	343/690	251/690

ПС 110/6 Опорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	114,9	114,7	114,6	114,8	114,8	114,7	114,6	114,7	114,3	114,4
	ВЛ 110 кВ ОП-93	P (МВт)	-37,1	-36,5	-43,1	0	-36,4	-34,6	0	0	-41,8	-50,3
		Q(МВАР)	1,5	5,4	-4,4	0	1,8	2,0	0	0	-1,1	-17,8
		I /Iдоп (А)	187/464	186/464	218/464	0/464	183/464	174/464	0/464	0/464	211/464	269/464
	ВЛ 110 кВ ОП-94	P (МВт)	-38,8	-38,2	-44,8	-66	-38,1	-36,3	-66,3	-78,5	-43,5	-52
		Q(МВАР)	0,3	4,2	-5,6	-0,7	0,5	0,8	5,9	-9,9	-2,3	-19,1
		I /Iдоп (А)	195/464	193/464	227/464	332/464	191/464	183/464	335/464	398/464	220/464	279/464
	ВЛ 110 кВ ТО-101	P (МВт)	17,5	16,9	23,7	12,7	26,3	21,5	13,5	19	21,7	36,6
		Q(МВАР)	3,6	-3,5	9,2	4,9	5,4	5,5	-1,9	9,2	2	21,5
		I /Iдоп (А)	90/600	87/600	128/600	68/600	135/600	112/600	69/600	106/600	110/600	214/600
	ВЛ 110 кВ СО-102	P (МВт)	5,4	5,1	8,9	2,6	-5,3	7,7	3,1	6,2	7,8	16,3
		Q(МВАР)	-1,2	-5,3	2	-0,5	-3,9	-0,1	-4,4	2	-2,1	9,1
		I /Iдоп (А)	28/600	37/600	46/600	13/600	33/600	39/600	26/600	33/600	41/600	94/600
	ВЛ 110 кВ ОЧ-91	P (МВт)	33,1	33,0	34,3	32,0	33,4	0	31,5	33,3	34,6	31,3
		Q(МВАР)	1,2	2,9	2,8	1,5	1,5	0	3,5	2,7	5,1	6,5
		I /Iдоп (А)	167/573	167/573	173/573	161/573	168/573	0/573	160/573	168/573	176/573	161/573
	ВЛ 110 кВ ОЧ-92	P (МВт)	33,8	33,6	34,9	32,7	34,0	55,5	32,1	33,9	35,2	32,0
		Q(МВАР)	1,9	3,5	3,4	2,1	2,1	-0,9	4,1	3,3	5,7	7,1
		I /Iдоп (А)	170/573	170/573	177/573	165/573	171/573	280/573	163/573	171/573	180/573	165/573
Барнаульская ТЭЦ-2	Шины 110 кВ	U(кВ)	114,9	114,7	114,8	114,9	114,9	114,8	114,6	114,8	114,4	114,7
	ВЛ 110 кВ ТТ-121	P (МВт)	-16,6	0	-11,8	-20,4	-17,5	-13,5	0	-15,5	0	-1,6
		Q(МВАР)	12,1	0	15,6	13	11,8	12,7	0	15,6	0	24,7
		I /Iдоп (А)	103/690	0/690	98/690	122/690	106/690	93/690	0/690	111/690	0/690	124/690
	ВЛ 110 кВ ТТ-122	P (МВт)	-13,6	-31,2	-8,8	-17,4	-14,5	-10,5	-36,7	-12,5	-23,8	1,4
		Q(МВАР)	14,7	12,5	18,2	15,7	14,4	15,3	14,6	18,3	18,2	27,3
		I /Iдоп (А)	100/690	169/690	102/690	118/690	103/690	93/690	199/690	111/690	151/690	137/690
	ВЛ 110 кВ ТО-101	P (МВт)	-17,5	-17	-23,7	-12,7	-34	-21,5	-13,5	-19	-21,7	-36,6
		Q(МВАР)	-3,5	-3,6	-9,1	-4,8	-10,3	-5,4	2	-9,1	-1,9	-21,5
		I /Iдоп (А)	90/600	87/600	128/600	68/600	179/600	112/600	69/600	106/600	110/600	214/600
	ВЛ 110 кВ ТС-100	P (МВт)	-18,4	-18	-21,9	-15,6	0	-20,7	-16	-19,2	-20,7	-29,3
		Q(МВАР)	-7,6	-3,5	-10,8	-8,3	0	-8,7	-4,4	-10,8	-6,6	-17,9
		I /Iдоп (А)	100/630	93/630	123/630	89/630	0/630	113/630	84/630	111/630	110/630	173/630

Таблица 5

Наименование объекта	Наименование ВЛ110 кВ	Единицы измерения	Зимний максимум 2023 года				
			Среднесуточная температура наружного воздуха в сутки прохождения максимума потребления мощности (t -27,1^0)				
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)		Режимы в послеаварийной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)	
				КВЛ 110 кВ Власиха - Ковыльная	КВЛ 110 кВ ВП-52	Вывод в ремонт КВЛ 110 кВ Власиха- Ковыльная и аварийное отключение КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (КВЛ ВП-52)	Вывод в ремонт КВЛ 110 кВ Власиха-Ковыльная и аварийное отключение КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (КВЛ ВП-52) после применения схемно-режимных мероприятий (повышения напряжения на ПС 220 кВ Южная путем изменения коэффициентов трансформации
ПС 220 кВ Власиха	СШ110 кВ	U (кВ)	116,6	116,7	116,6	117,0	117,1
	ВЛ 110 кВ Власиха - Ковыльная	P (МВт)	-36,0	0	-49,6	0	0
		Q(МВАР)	-11,8	0	-6,4	0	0
		I /Iдоп (А)	188/400	0/400	259/400	0/400	0/400
	ВЛ 110 кВ ВП-52	P (МВт)	-24,9	-45,2	0	0	0
		Q(МВАР)	-6,9	-15,8	0	0	0
		I /Iдоп (А)	128/330	237/330	0/330	0/330	0/330
ПС 110 кВ Ковыльная	СШ110 кВ	U (кВ)	116,2	101,3	116,0	78,6	89,3
	ВЛ 110 кВ Власиха - Ковыльная	P (МВт)	36,0	0	49,6	0	0
		Q(МВАР)	11,8	0	6,4	0	0
		I /Iдоп (А)	188/400	0/400	259/400	0/400	0/400
	ВЛ 110 кВ Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	-23,1	11,7	-36,5	10,5	11,0
		Q(МВАР)	-5,3	5,1	-9,3	5,0	4,9
		I /Iдоп (А)	118/400	73/400	189/400	85/400	78/400
ПС 110 кВ Топчихинская	СШ110 кВ	U (кВ)	112,1	105,8	109,5	84,9	95,0
	ВЛ 110 кВ ТП-28	P (МВт)	14,2	33,3	-2,6	-2,3	-2,4
		Q(МВАР)	2,7	8,9	-1,2	-1,0	-1,0
		I /Iдоп (А)	75/330	183/330	14/330	16/330	15/330
		P (МВт)	17,6	-16,7	27,3	-18,1	-18,9

	ВЛ 110 кВ Ковыльная -	Q(МВАР)	2,6	-7,4	4,9	-8,5	-8,4
		I /Iдоп (А)	92/400	100/400	144/400	140/400	128/400
	ВЛ 110 кВ ТА-182	Р (МВт)	-10,8	-3,0	-7,3	14,8	15,4
		Q(МВАР)	-2,0	0,7	-1,0	6,2	5,8
		I /Iдоп (А)	58/300	16/300	39/300	108/300	99/300
	ВЛ 110 кВ ТА-51	Р (МВт)	-11,7	-3,9	-8,1	13,9	14,4
		Q(МВАР)	-1,8	0,8	-0,8	6,1	5,8
		I /Iдоп (А)	61/300	22/300	43/300	103/300	94/300
ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	110,7	105,6	108,6	88,2	97,9
	ВЛ 110 кВ ТА-182	Р (МВт)	10,1	2,4	6,6	-15,5	-16,2
		Q(МВАР)	2,3	-0,4	1,3	-6,4	-5,8
		I /Iдоп (А)	55/300	13/300	37/300	111/300	102/300
	ВЛ 110 кВ ТА-51	Р (МВт)	9,9	2,1	6,3	-15,6	-16,2
		Q(МВАР)	2,1	-0,5	1,2	-6,5	-5,9
		I /Iдоп (А)	53/300	12/300	35/300	112/300	102/300
	ВЛ 110 кВ КА-421	Р (МВт)	2,4	11,8	6,8	33,6	36,7
		Q(МВАР)	1,9	5,7	3,3	15,9	18,0
		I /Iдоп (А)	14/300	70/300	39/300	242/300	239/300
	ВЛ 110 кВ АО-155	Р (МВт)	-0,2	5,1	2,2	17,6	16,7
		Q(МВАР)	2,8	3,6	3,0	5,9	2,3
		I /Iдоп (А)	8/300	31/300	15/300	120/300	99/300

* Перед выводом в ремонт КВЛ 110 кВ Власиха-Ковыльная или КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (КВЛ ВП-52) повысить напряжение на ПС Южная, ПС Горняк путем изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов.

Таблица 6

Наименование объекта	Наименование ВЛ110 кВ	Единицы измерения	Зимний максимум 2023 года				
			Температура наружного воздуха в день зимнего контрольного замера (t -14^0)				
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)		Режимы в послеаварийной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)	
				КВЛ 110 кВ Власиха - Ковыльная	КВЛ 110 кВ ВП-52	Вывод в ремонт КВЛ 110 кВ Власиха- Ковыльная и аварийное отключение КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (КВЛ ВП-52)	Вывод в ремонт КВЛ 110 кВ Власиха-Ковыльная и аварийное отключение КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (КВЛ ВП-52) после применения схемно-режимных мероприятий (повышения напряжения на ПС 220 кВ Южная путем изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов)
ПС 220 кВ Власиха	СШ110 кВ	U (кВ)	117,1	117,2	117,1	117,4	117,5
	ВЛ 110 кВ Власиха - Ковыльная	P (МВт)	-34,5	0	-47,7	0	0
		Q(МВАР)	-10,4	0	-14,4	0	0
		I /Iдоп (А)	178/400	0/400	246/400	0/400	0/400
	ВЛ 110 кВ ВП-52	P (МВт)	-24,0	-43,4	0	0	0
		Q(МВАР)	-5,9	-13,7	0	0	0
		I /Iдоп (А)	122/330	224/330	0/330	0/330	0/330
ПС 110 кВ Ковыльная	СШ110 кВ	U (кВ)	116,7	103,0	116,5	83,4	91,2
	ВЛ 110 кВ Власиха - Ковыльная	P (МВт)	34,5	0	47,7	0	0
		Q(МВАР)	10,4	0	14,4	0	0
		I /Iдоп (А)	178/400	0/400	246/400	0/400	0/400
	ВЛ 110 кВ Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	-22,3	11,1	-35,2	10,1	10,5
		Q(МВАР)	-4,3	4,9	-7,8	4,7	4,6
		I /Iдоп (А)	113/400	69/400	180/400	77/400	73/400
ПС 110 кВ Топчихинская	СШ110 кВ	U (кВ)	113,0	107,2	110,6	89,0	96,5
	ВЛ 110 кВ ТП-28	P (МВт)	13,8	32,2	-2,5	-2,2	-2,3
		Q(МВАР)	2,1	7,5	-1,1	-1,0	-1,0
		I /Iдоп (А)	72/330	174/330	13/330	14/330	14/330
		P (МВт)	17,1	-15,9	26,5	-17,4	-18,0
		Q(МВАР)	1,8	-7,0	3,7	-7,9	-7,8

	ВЛ 110 кВ	I /Iдоп (А)	88/400	93/400	138/400	126/400	119/400
	ВЛ 110 кВ ТА-182	Р (МВт)	-10,7	-3,2	-7,2	14,2	14,7
		Q(MBAP)	-1,5	0,9	-0,6	5,5	5,2
		I /Iдоп (А)	56/300	17/300	38/300	98/300	92/300
	ВЛ 110 кВ ТА-51	Р (МВт)	-11,5	-4,0	-8,0	13,3	13,7
		Q(MBAP)	-1,2	1,1	-0,4	5,5	5,3
		I /Iдоп (А)	59/300	22/300	42/300	93/300	88/300
ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	111,6	107,0	109,8	91,9	99,1
	ВЛ 110 кВ ТА-182	Р (МВт)	10,0	2,6	6,6	-14,9	-15,4
		Q(MBAP)	1,8	-0,6	1,0	-5,6	-5,2
		I /Iдоп (А)	53/300	14/300	36/300	100/300	94/300
	ВЛ 110 кВ ТА-51	Р (МВт)	9,7	2,3	6,3	-14,9	-15,4
		Q(MBAP)	1,6	-0,7	0,8	-5,7	-5,3
		I /Iдоп (А)	52/300	13/300	34/300	101/300	95/300
	ВЛ 110 кВ КА-421	Р (МВт)	0,5	9,7	4,8	31,2	33,7
		Q(MBAP)	3,1	6,5	4,3	15,0	17,4
		I /Iдоп (А)	13/300	61/300	31/300	216/300	220/300
	ВЛ 110 кВ АО-155	Р (МВт)	0,8	5,9	3,2	17,8	16,9
		Q(MBAP)	2,1	2,7	2,2	4,3	1,1
		I /Iдоп (А)	6/300	33/300	18/300	114/300	98/300

*- Перед выводом в ремонт КВЛ 110 кВ Власиха-Ковыльная или КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками (КВЛ ВП-52) повысить напряжение на ПС Южная, ПС Горняк путем изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов.

Приложение Б

ФИЛИАЛ ПАО «РОССЕТИ СИБИРЬ» - «АЛТАЙЭНЕРГО»
Россия, 656002, г. Барнаул, ул. Кулагина, д. 16
ОГРН 1052460054327 ИНН 2460069527
тел.: (3852) 568-350, факс:(3852) 360-928
e-mail: info@ba.rosseti-sib.ru, сайт: www.rosseti-sib.ru

24.12.2021 № 1.1/03/16

на № _____ от _____

Заместителю министра
промышленности и энергетики
Алтайского края
О.П. Слученковой

О направлении комплексной
программы развития

Уважаемая Ольга Петровна!

В соответствии с порядком, предусмотренным приказом ПАО «Россети» от 10.01.2019 № 4 «О повышении качества планирования развития электрических сетей», в дополнение к письму от 10.12.2021 № 1.1/03/9989-исх направляю утверждённую в филиале ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» (далее – Филиал) и согласованную Филиалом АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ, Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири «Комплексную программу развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» на территории присутствия ПАО «Россети Сибирь» - Алтайский край на пятилетний период 2022-2026 гг.» (далее - Комплексная программа).

В связи с большим объёмом предоставляемой информации материалы Комплексной программы размещены на сетевом ресурсе:

Логин: https://ncloud.ba.mrsks.ru/s/FaKADxEegx3p5YE

Пароль: Alt-prom2020!

Обращаю Ваше внимание, что Комплексная программа помимо предложений по развитию сети 110 кВ также содержит предложения по объектам 35 кВ, которые направляются для формирования сводных данных по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ и включения в текст пояснительной записки Схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края на 2023 – 2027 годы».

Прошу Вас учесть направленную информацию в Схеме и программе «Развитие электроэнергетики Алтайского края на 2023 – 2027 годы», разрабатываемой в 2022 году, для обеспечения синхронизации сроков и характеристик, планируемых к строительству и реконструкции электросетевых объектов и распространения её среди потенциальных инвесторов, заинтересованных в развитии бизнеса в регионе.

Заместитель директора
по реализации и развитию услуг М.Е. Ковальчук

Жигалин А.О.
56-82-65

Приложение В

ФИЛИАЛ ПАО «РОССЕТИ СИБИРЬ» - «АЛТАЙЭНЕРГО»
Россия, 656002, г. Барнаул, ул. Купалина, д. 16
ОГРН 1052460054327 ИНН 2460069527
тел.: (3852) 568-350, факс:(3852) 360-928
e-mail: info@ba.rosseti-sib.ru, сайт: www.rosseti-sib.ru

19.04.2022 № 1-1/03/1148

на № _____ от _____

Заместителю министра
промышленности и
энергетики Алтайского края
О.П. Слученковой

О возможности перевода нагрузки

Уважаемая Ольга Петровна!

В связи с обращением Представительства АО «СО ЕЭС» в Алтайском крае и Республике Алтай в адрес филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» (далее - Филиал) в рамках согласования проекта Схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края на 2023 - 2027 годы», разработку которого ведёт Министерство промышленности и энергетики Алтайского края, сообщаю, что возможность перевода нагрузки с ПС 110 кВ «КМК», ПС 110 кВ «Предгорная» на смежные центры питания в целях обеспечения уровня длительно допустимой нагрузки трансформаторов в режиме «N-1» отсутствует.

По результатам проведенного анализа загрузки ближайших центров питания (ПС 110 кВ «Каипская» и ПС 110 кВ Приозерная) и схемно-режимных мероприятий в прилегающей сети к ПС 110 кВ «Волчихинская» определена возможность перевода нагрузки на другие центры питания по сети 35, 10 кВ в объеме 1,2 МВА, позволяющего снизить загрузку трансформатора Т-1 до 7,53 МВА (119,5 %), что не превышает длительно допустимую нагрузку трансформатора Т-1.

Заместитель директора
по реализации и развитию услуг М.Е. Ковальчук

Жигалин А.О.
56-82-65

Приложение Г

ТУ на ТП ОАО «Индустриальный

Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям от 24 04 2019г. №20.2200.1443.19

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ N 8000380843

для присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Сибири» энергопринимающих устройств

Открытое акционерное общество «Индустриальный»

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: электроустановки производственных зданий.
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя: производственные здания, расположенные по адресу: Алтайский край, г. Барнаул, район Индустриальный, тракт Павловский, 337а, кадастровый номер земельного участка 22:63:030207:91.
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: 2173 кВт (общая мощность с учетом существующей 8000 кВт)
1 точка (основная, существующая) – 0 кВт
2 точка (резервная, существующая) – 0 кВт
3 точка (основная, проектируемая) – 1229 кВт
4 точка (резервная, проектируемая) – 944 кВт
3.а Ранее присоединенная мощность по объекту 5827 кВт.
1 точка (основная, существующая) – 2771 кВт
2 точка (резервная, существующая) – 3056 кВт
3 точка (основная, проектируемая) –0 кВт
4 точка (резервная, проектируемая) – 0 кВт
4. Категория надежности: 2 (вторая).
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.
6. Точки присоединения с учётом выполнения настоящих технических условий и максимальная мощность энергопринимающих устройств по каждой точке присоединения:
1 точка присоединения (основная, существующая): яч.8 РУ 10 кВ ПС 110 кВ №20 «КМК», максимальная мощность 2771 кВт.
2 точка присоединения (резервная, существующая): яч.32 РУ 10 кВ ПС 110 кВ №20 «КМК», максимальная мощность 3056 кВт.
3 точка присоединения (основная, проектируемая): вновь сооружаемая ЛЭП 10 кВ от линейной ячейки ПС 110 кВ Ковыльная, максимальная мощность 1229 кВт.
4 точка присоединения (резервная, проектируемая): вновь сооружаемая ЛЭП 10 кВ от линейной ячейки ПС 110 кВ Ковыльная, максимальная мощность 944 кВт.
6.1. Одномоментное использование мощности по всем точкам не должно превышать максимальной мощности 8000 кВт.
7. Основной источник питания: ПС 110 кВ №20 КМК (1 сек.), ПС 110 кВ Ковыльная (1 сек.)
8. Резервный источник питания: ПС 110 кВ №20 КМК (2 сек.), ПС 110 кВ Ковыльная (2 сек.)
9. Сетевой организации необходимо осуществить:
9.1. Организационные мероприятия:
9.1.1. Подготовка технических условий на технологическое присоединение.
9.1.2. Разработка задания на проектирование.
9.1.3. Разработка проектной документации.
9.1.4. Проверка выполнения технических условий со стороны Заявителя.
9.1.5. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающих устройств Заявителя.
9.2. Выполнить строительство ПС 110/10 кВ "Ковыльная" (уст-ка тр-ров 2*16 МВА), ЦЭС, протяж. 0,085 км, в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири» по развитию электросетевого комплекса на 2019 – 2023 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденых приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 30@ (приказ Минэнерго России от 20 декабря 2018г. №25@).

9.3. От линейных ячеек 10 кВ ПС 110 кВ Ковыльная до границ участка Заявителя запроектировать и построить две ЛЭП 10 кВ. Марку и сечение провода определить проектом.

10. Заявителю необходимо осуществить:

10.1.1. На границе балансовой принадлежности электрических сетей обеспечить поддержание качества электрической энергии в соответствии с действующей НТД РФ;

10.1.2. Обеспечить установку приборов контроля качества электрической энергии в соответствии с действующей НТД РФ;

10.1.3. Запроектировать и построить ТП 10 кВ. Тип и мощность силового трансформатора определить проектом;

10.1.4. От проектируемой ЛЭП 10 кВ (п.9.3.) до проектируемой ТП 10 кВ (п.10.1.3.) запроектировать и построить две ЛЭП 10 кВ. Способ прокладки ЛЭП, марку и сечение провода определить проектом;

10.1.5. От проектируемой ТП-10/0,4 кВ (п. 10.1.3) до РУ-0,4 кВ объекта (-ов) запроектировать и построить необходимое количество ЛЭП-0,4 кВ. Тип, марку и сечение провода определить проектом.

10.2.Выполнить заземляющие устройства согласно требованиям ПУЭ.

10.3. Требования к организации учета электроэнергии:

10.3.1. Организовать учёт электроэнергии на границе балансовой принадлежности электрических сетей в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 и ПУЭ (действующей редакции).

10.4. Предусмотреть возможность участия нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (САОН, АЧР, АОСН), а также дистанционном введении ГВО.

10.5. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Сибири».

10.6. В случае выявления при проектировании возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия tg $\varphi \leq 0,4$ на шинах 10 кВ оборудования Заявителя, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

10.7. Организационные мероприятия:

10.7.1. Инициировать проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей ПАО «МРСК Сибири».

10.7.2. Обеспечить участие представителей ПАО «МРСК Сибири» и должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства.

10.7.3. Получить от ПАО «МРСК Сибири» акт о выполнении технических условий.

10.7.4. Получить разрешение органа федерального государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя.

11. Срок действия настоящих технических условий составляет три года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

Сетевая организация:

Начальник отдела перспективного развития филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Алтайэнерго»	С.А. Бунин		24.04.19
	ФИО	подпись	дата

[redacted]. Е.

ДОВЕРЕННОСТЬ № 00/198/22/257

ОТ 25.12.2018

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ДИРЕКТОРА ПО РЕАЛИЗАЦИИ И РАЗВИТИЮ УСЛУГ

Приложение Г (продолжение)

ТУ на ТП ООО «Контур»

Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям от 14 04 2019г. №20.2200.1471.19

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ N 8000380921
для присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Сибири»
энергопринимающих устройств

Общество с ограниченной ответственностью «Контур»

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: электроустановки здания производственного цеха по обработке древесины.
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя: здание производственного цеха по обработке древесины, расположенное по адресу: Алтайский край, г. Барнаул, ул. Звездная, 13е.
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: 3827 кВт (общая мощность с учетом существующей 3927 кВт)
1 точка (существующая) – 0 кВт
2 точка (проектируемая) – 3827 кВт
3.а Ранее присоединенная мощность по объекту 100 кВт.
1 точка (существующая) – 100 кВт
2 точка (проектируемая) – 0 кВт
4. Категория надежности: 3 (третья).
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.
6. Точки присоединения с учётом выполнения настоящих технических условий и максимальная мощность энергопринимающих устройств по каждой точке присоединения:
1 точка присоединения (существующая): ВЛ-10 кВ Л-20-28 п. Спутник ПС №20 «КМК», максимальная мощность 100 кВт.
2 точка присоединения (проектируемая): вновь сооружаемая ЛЭП 10 кВ от линейной ячейки ПС 110 кВ Ковыльная, максимальная мощность 3827 кВт.
7. Основной источник питания: ПС №20 «КМК», ПС 110 кВ Ковыльная
8. Резервный источник питания: отсутствует
9. Сетевой организации необходимо осуществить:
9.1. Организационные мероприятия:
9.1.1. Подготовка технических условий на технологическое присоединение.
9.1.2. Разработка задания на проектирование.
9.1.3. Разработка проектной документации.
9.1.4. Проверка выполнения технических условий со стороны Заявителя.
9.1.5. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающих устройств Заявителя.
9.2. Выполнить строительство ПС 110/10 кВ "Ковыльная" (уст-ка тр-ров 2*16 МВА), ЦЭС, протяж. 0,085 км, в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири» по развитию электросетевого комплекса на 2019 – 2023 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 30@ (приказ Минэнерго России от 20 декабря 2018г. №25@).
9.3. От линейной ячейки 10 кВ ПС 110 кВ Ковыльная до объекта Заявителя запроектировать и построить ЛЭП 10 кВ. Марку и сечение провода определить проектом.
10. Заявителю необходимо осуществить:
10.1.1. На границе балансовой принадлежности электрических сетей обеспечить поддержание качества электрической энергии в соответствии с действующей НТД РФ;
10.1.2. Обеспечить установку приборов контроля качества электрической энергии в соответствии с действующей НТД РФ;
10.1.3. Запроектировать и построить ТП 10 кВ. Тип и мощность силового трансформатора определить проектом;
10.1.4. От проектируемой ЛЭП 10 кВ (п.9.3.) до проектируемой ТП 10 кВ (п.10.1.3.) запроектировать и построить ЛЭП 10 кВ. Способ прокладки ЛЭП, марку и сечение провода

определить проектом;
10.1.5. От проектируемой ТП-10/0,4 кВ (п. 10.1.3) до РУ-0,4 кВ объекта запроектировать и построить необходимое количество ЛЭП-0,4 кВ. Тип, марку и сечение провода определить проектом.
10.2.Выполнить заземляющие устройства согласно требованиям ПУЭ.
10.3. Требования к организации учета электроэнергии:
10.3.1. Организовать учёт электроэнергии на границе балансовой принадлежности электрических сетей в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 и ПУЭ (действующей редакции).
10.4. Предусмотреть возможность участия нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (САОН, АЧР, АОСН), а также дистанционном введении ГВО.
10.5. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Сибири».
10.6. В случае выявления при проектировании возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия tg $\varphi \leq 0,4$ на шинах 10 кВ оборудования Заявителя, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.
10.7. Организационные мероприятия:
10.7.1. Инициировать проверку выполнения настоящих технических условий
с участием представителей ПАО «МРСК Сибири».
10.7.2. Обеспечить участие представителей ПАО «МРСК Сибири» и должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства.
10.7.3. Получить от ПАО «МРСК Сибири» акт о выполнении технических условий.
10.7.4. Получить разрешение органа федерального государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя.
11. Срок действия настоящих технических условий составляет три года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

Сетевая организация:

Начальник отдела перспективного развития филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Алтайэнерго»	С.А. Бунин		24.04.1
должность	ФИО	подпись	дата

КОВАЛЬЧУК М. Е.
ДОВЕРЕННОСТЬ № 00/198/22/257
ОТ 25. 12. 2018
ЗАМЕСТИТЕЛЬ ДИРЕКТОРА ПО РЕАЛИЗАЦИИ И РАЗВИТИЮ УСЛУГ

Приложение Г (продолжение)

ТУ на ТП ООО «Барнаульский завод цепей»

Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям
от "26" 05 2020 г. № 20.2200.901.20

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ N 8000409512
для присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Сибири»
энергопринимающих устройств

Общество с ограниченной ответственностью "БАРНАУЛЬСКИЙ ЗАВОД ЦЕПЕЙ"

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: электроустановки здания административно-бытового, производственного корпуса.
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя: здание административно-бытового, производственного корпуса, расположенное по адресу: Алтайский край, г. Барнаул, ул. Трактовая, д.21
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: 3033 кВт.
1 точка (основная, существующая) – 0 кВт
2 точка (резервная, существующая) – 0 кВт
3 точка (основная, проектируемая) – 3033 кВт
4 точка (резервная, проектируемая) – 3033 кВт
3.а Ранее присоединенная мощность по объекту 567 кВт.
1 точка (основная, существующая) – 567 кВт
2 точка (резервная, существующая) – 567 кВт
4. Категория надежности: 2 (вторая).
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 10 кВ.
6. Точки присоединения с учётом выполнения настоящих технических условий и максимальная мощность энергопринимающих устройств по каждой точке присоединения:
1 точка присоединения (основная, существующая): яч.5 РУ 10 кВ ПС 110 кВ №20 КМК, максимальная мощность 567 кВт.
2 точка присоединения (резервная, существующая): яч.33 РУ 10 кВ ПС 110 кВ №20 КМК, максимальная мощность 567 кВт.
3 точка присоединения (основная, проектируемая): вновь сооружаемая ЛЭП 10 кВ от линейной ячейки ПС 110 кВ Ковыльная, максимальная мощность 3033 кВт.
4 точка присоединения (резервная, проектируемая): вновь сооружаемая ЛЭП 10 кВ от линейной ячейки ПС 110 кВ Ковыльная, максимальная мощность 3033 кВт.
6.1. Одномоментное использование мощности по всем точкам не должно превышать максимальной мощности 8000 кВт.
7. Основной источник питания: ПС 110 кВ №20 КМК (1 сек.), ПС 110 кВ Ковыльная (1 сек.)
8. Резервный источник питания: ПС 110 кВ №20 КМК (2 сек.), ПС 110 кВ Ковыльная (2 сек.)
9. Сетевой организации необходимо осуществить:
9.1. Организационные мероприятия:
9.1.1. Подготовка технических условий на технологическое присоединение.
9.1.2. Проверка выполнения технических условий со стороны Заявителя.
9.1.3. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающих устройств Заявителя.
9.2. Выполнить строительство ПС 110/10 кВ "Ковыльная" (уст-ка тр-ров 2*16 МВА), ЦЭС, протяж. 0,085 км, в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Сибири» по развитию электросетевого комплекса на 2020 – 2024 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденные приказом Минэнерго России от 20.12.2018 № 25@. (приказ Минэнерго России от 25.12.2019 № 29@).
9.3. От линейных ячеек 10 кВ разных секций шин ПС 110 кВ Ковыльная до границы объекта Заявителя запроектировать и построить две ЛЭП 10 кВ. Марку и сечение провода определить проектом.
10. Заявителю необходимо осуществить:
10.1.1. На границе балансовой принадлежности электрических сетей обеспечить поддержание качества электрической энергии в соответствии с действующей НТД РФ;

10.1.2. Обеспечить установку приборов контроля качества электрической энергии в соответствии с действующей НТД РФ;
10.1.3. Запроектировать и построить ТП 10 кВ. Количество, тип и мощность силового трансформатора определить проектом;
10.1.4. От проектируемых ЛЭП 10 кВ (п.9.3.) до проектируемой (-ых) ТП 10 кВ (п.10.1.3.) запроектировать и построить две ЛЭП 10 кВ. Способ прокладки ЛЭП, марку и сечение провода определить проектом;
10.1.6. От проектируемой (-ых) ТП-10 кВ (п. 10.1.3) до РУ-0,4 кВ объекта запроектировать и построить ЛЭП-0,4 кВ. Тип, марку и сечение провода определить проектом.
10.2.Выполнить заземляющие устройства согласно требованиям ПУЭ.
10.3. Требования к организации учета электроэнергии: Для осуществления расчетов за поставленную электроэнергию в точке подключения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Алтайэнерго» (на границе балансовой принадлежности) осуществить монтаж измерительного комплекса активно-реактивной энергии, соответствующего требованиям «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии (утвержденных Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442), ПУЭ.
10.5. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Сибири».
10.6. В случае выявления при проектировании возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия tg $\varphi \leq$ 0,4 на шинах 10 кВ объекта Заявителя, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.
10.7. Организационные мероприятия:
10.7.1.Инициировать проверку выполнения настоящих технических условий
с участием представителей ПАО «МРСК Сибири».
10.7.2. Обеспечить участие представителей ПАО «МРСК Сибири» и должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства.
10.7.3. Получить от ПАО «МРСК Сибири» акт о выполнении технических условий.
10.7.4. Получить разрешение органа федерального государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя.
11. Срок действия настоящих технических условий составляет три года со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

Сетевая организация:

Начальник отдела перспективного развития филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Алтайэнерго»	С.А. Бунин		
должность	ФИО	подпись	дата

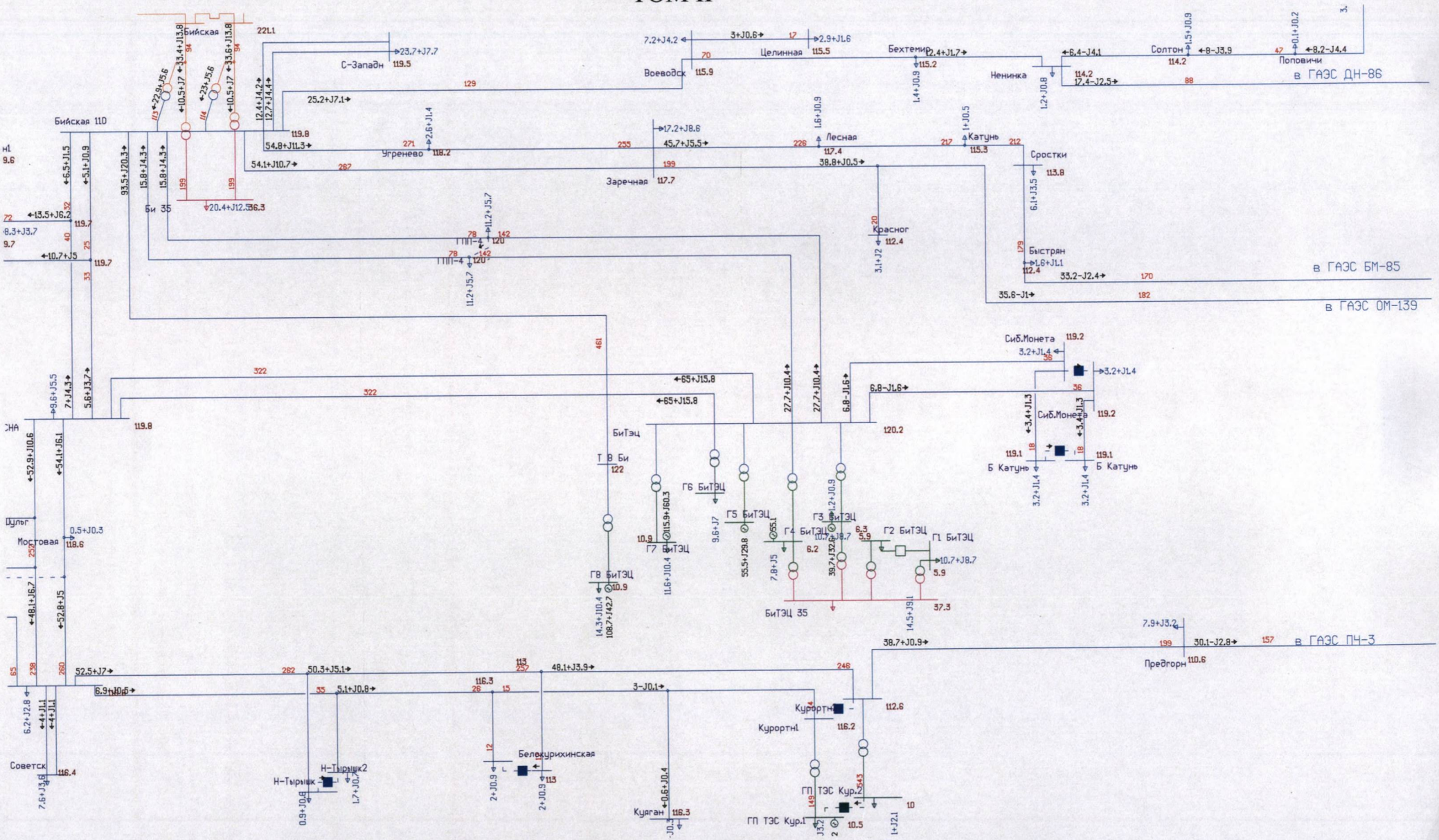


Рисунок 1 – Зимний максимум 2023 года (t -36^0). Нормальный режим

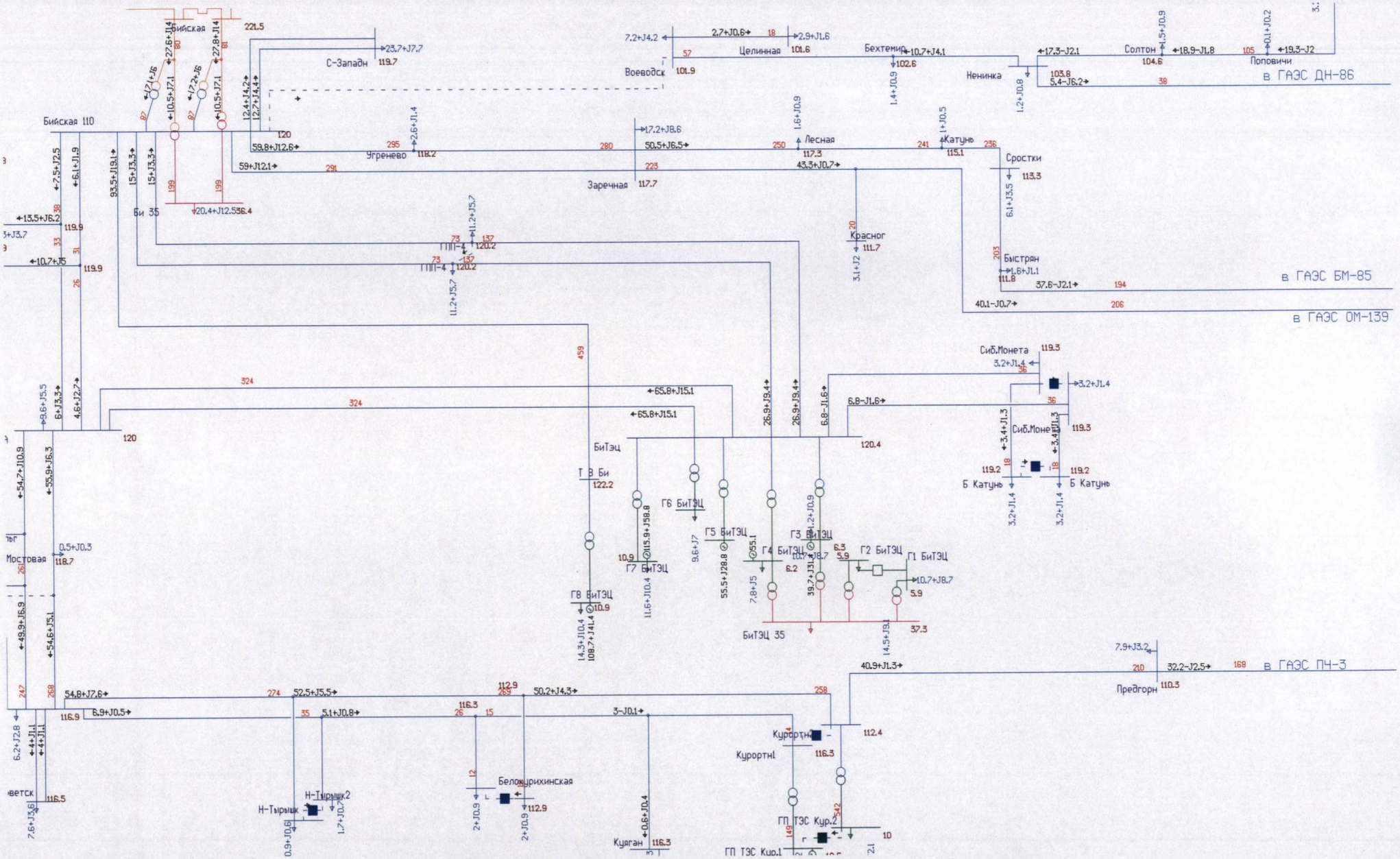


Рисунок 2 – Зимний максимум 2023 года (t -36^0). Отключение ВЛ БВ-13

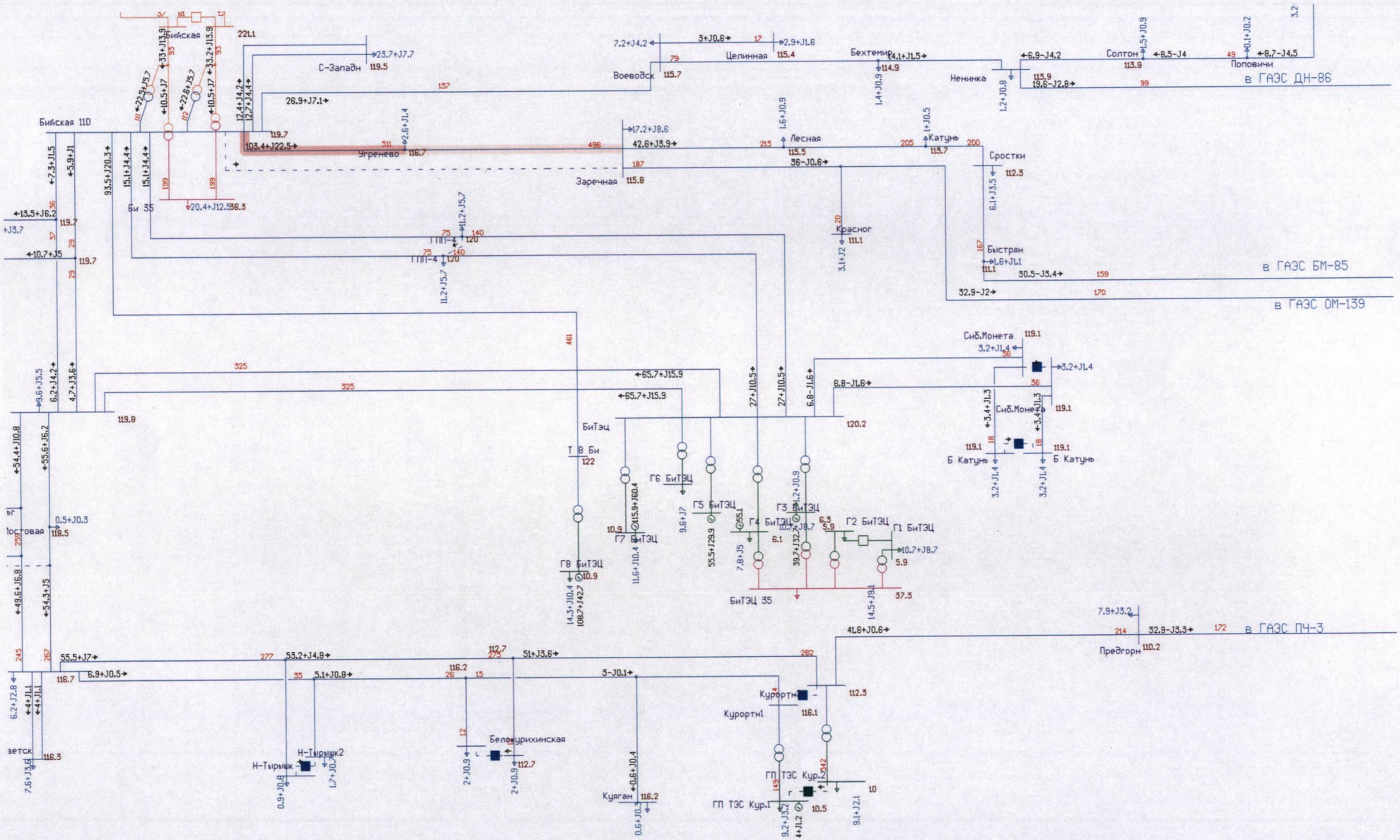


Рисунок 3 – Зимний максимум 2023 года (t -36^0). Отключение ВЛ Б3-166

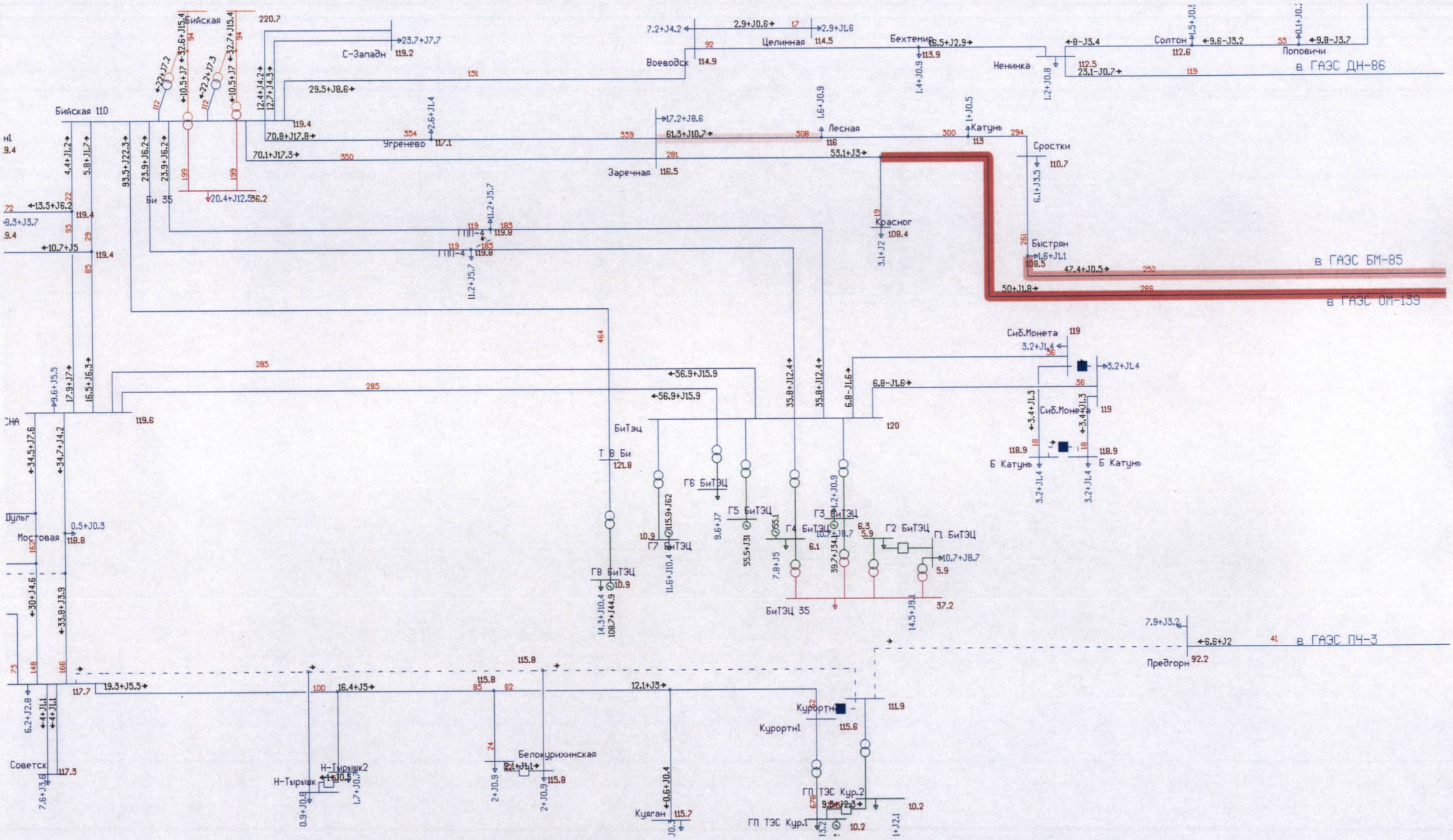


Рисунок 4 – Зимний максимум 2023 года (t -36^0). Отключение ВЛ СП-189

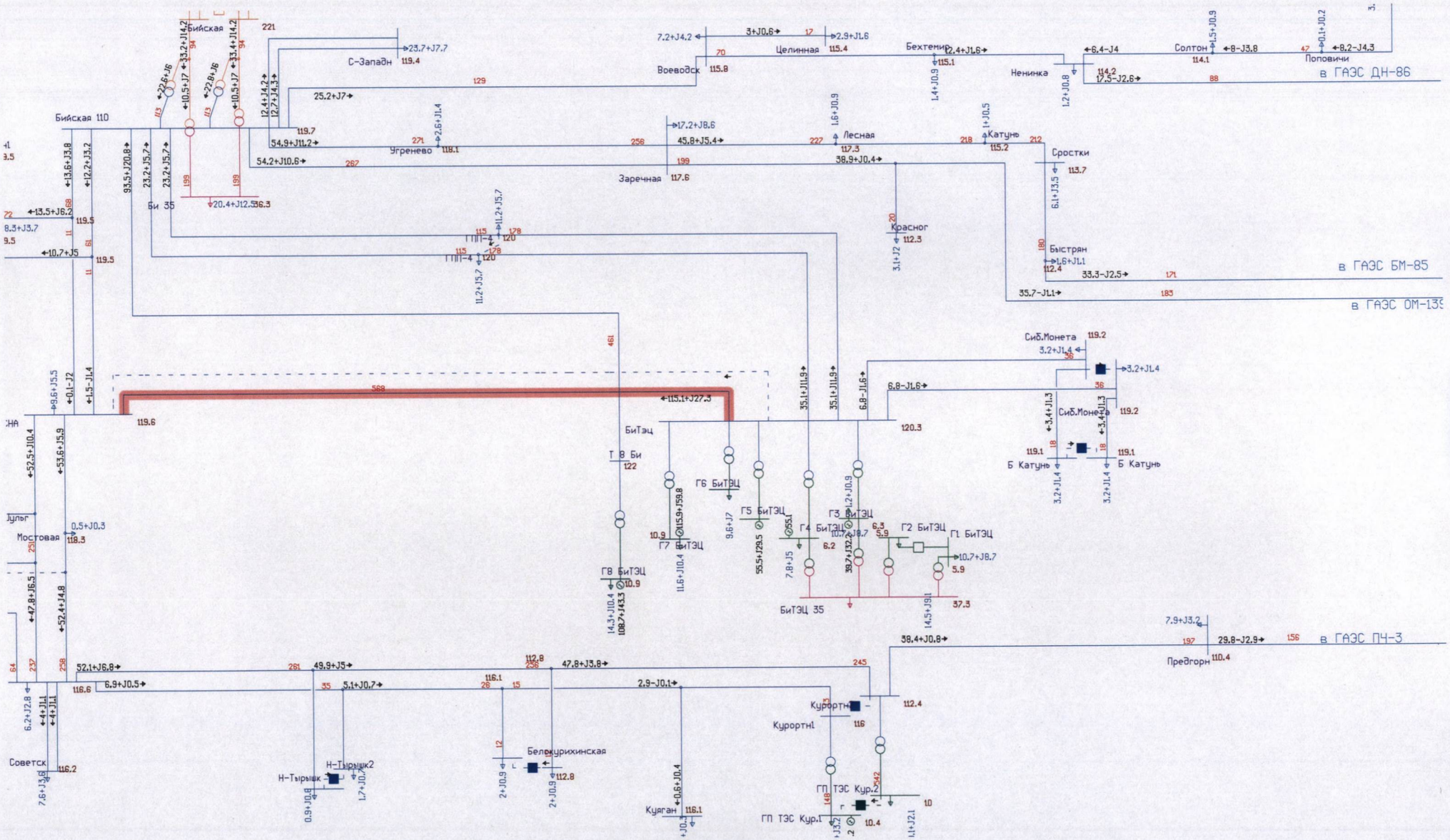


Рисунок 5 – Зимний максимум 2023 года (t -36^0). Отключение ВЛ ТС-169

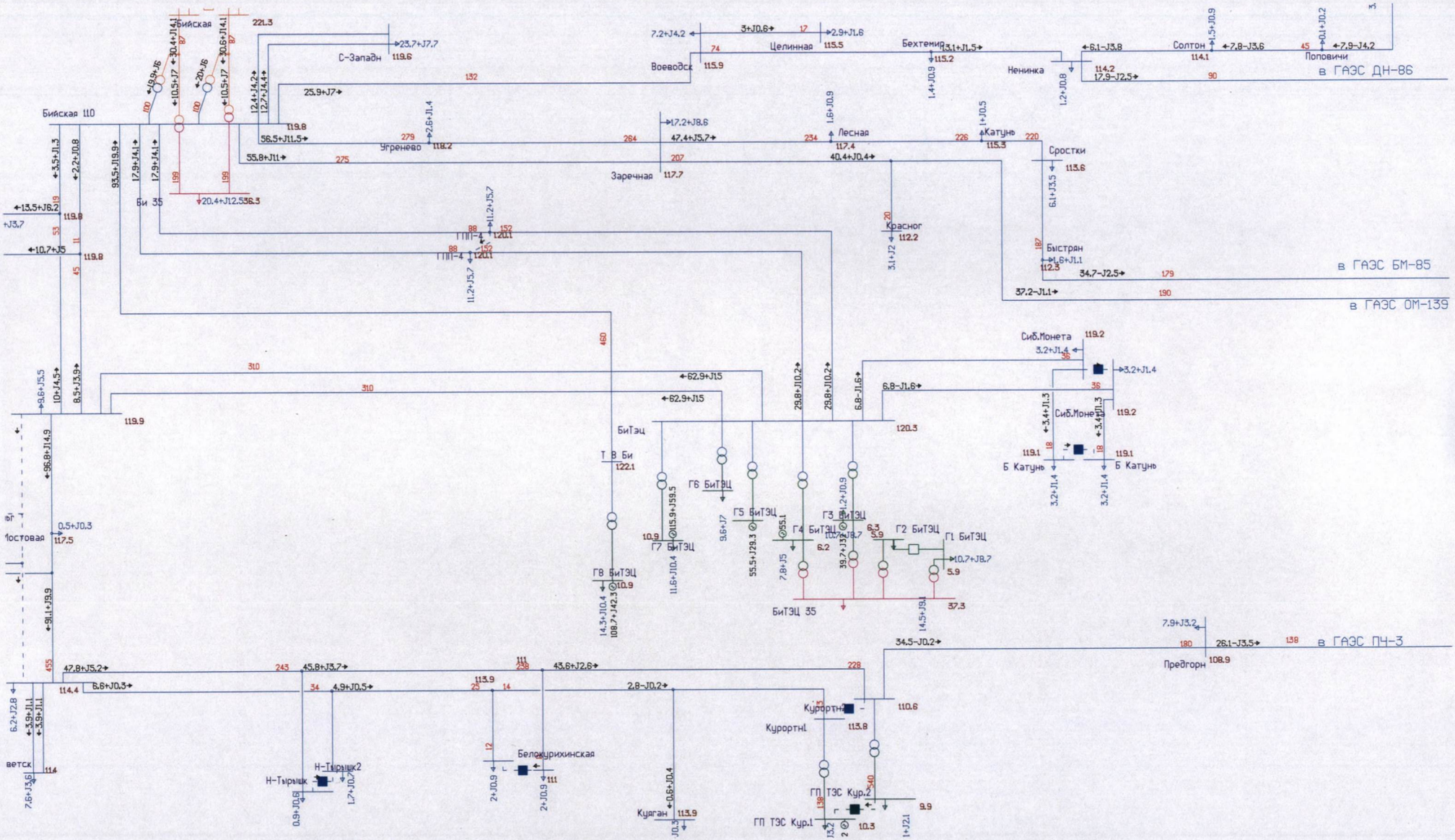


Рисунок 6 – Зимний максимум 2023 года (t -36^0). Отключение ВЛ СС-107

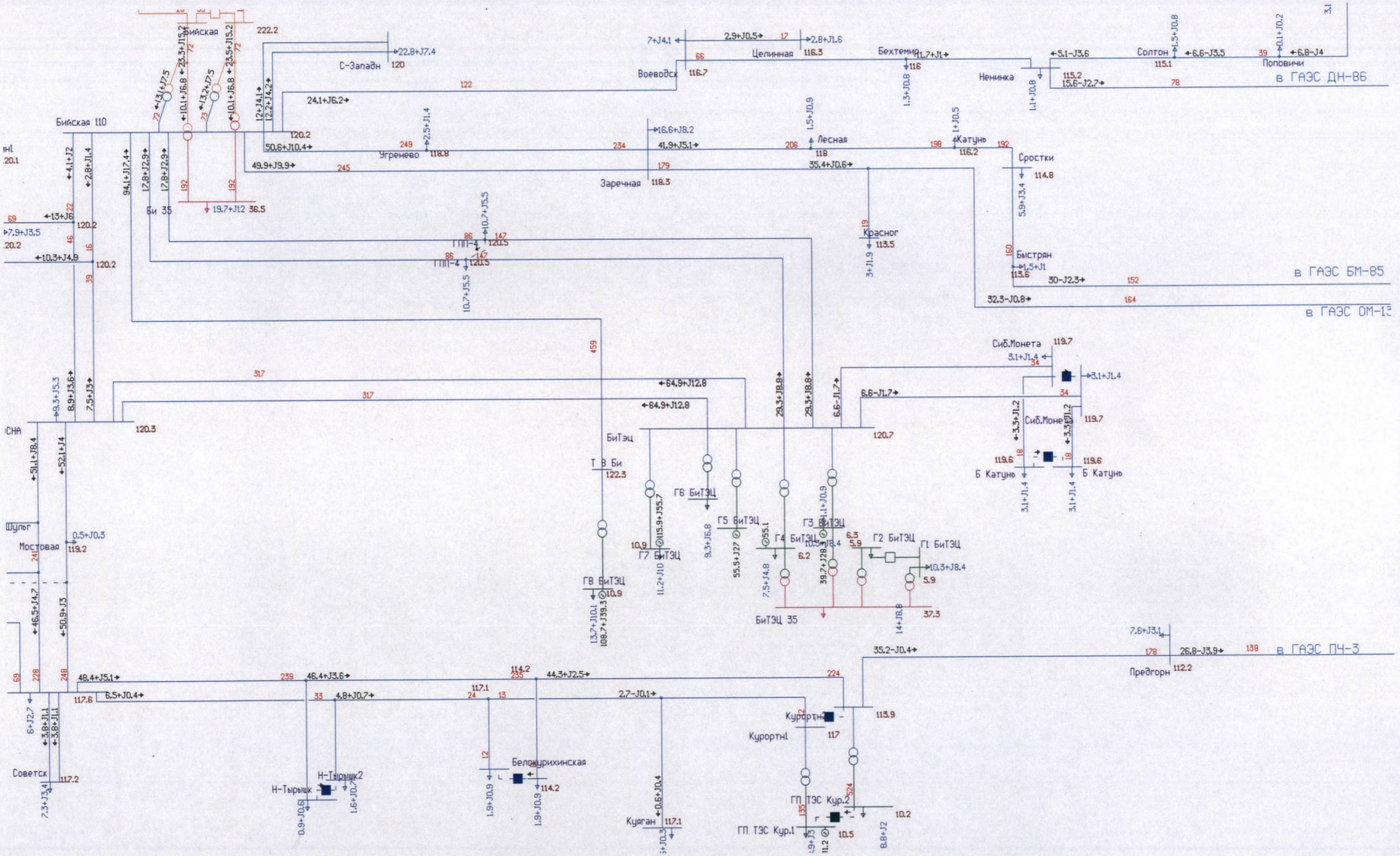


Рисунок 7 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Нормальный режим

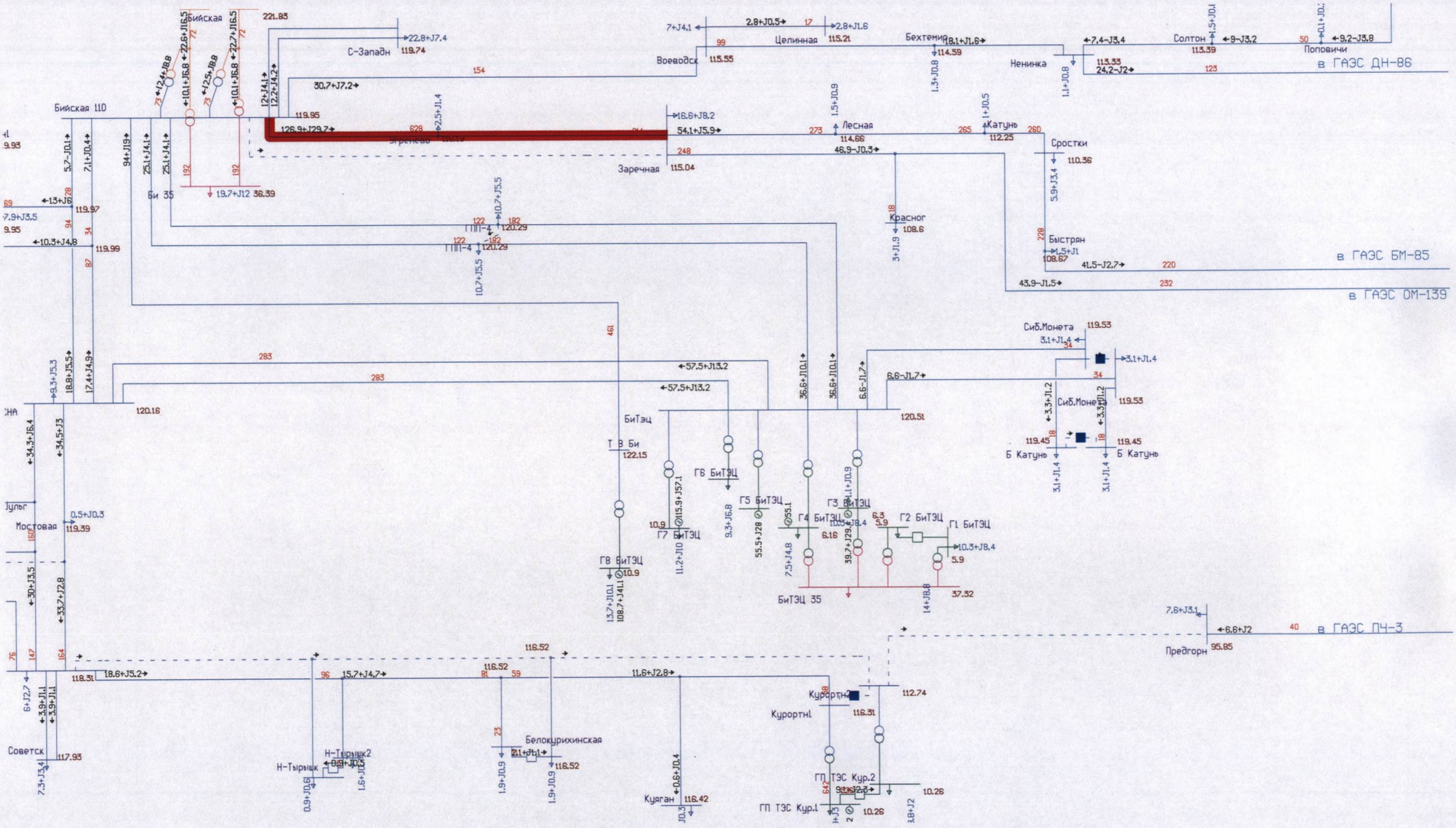


Рисунок 8 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Отключение ВЛ БЗ-166 и СП-189

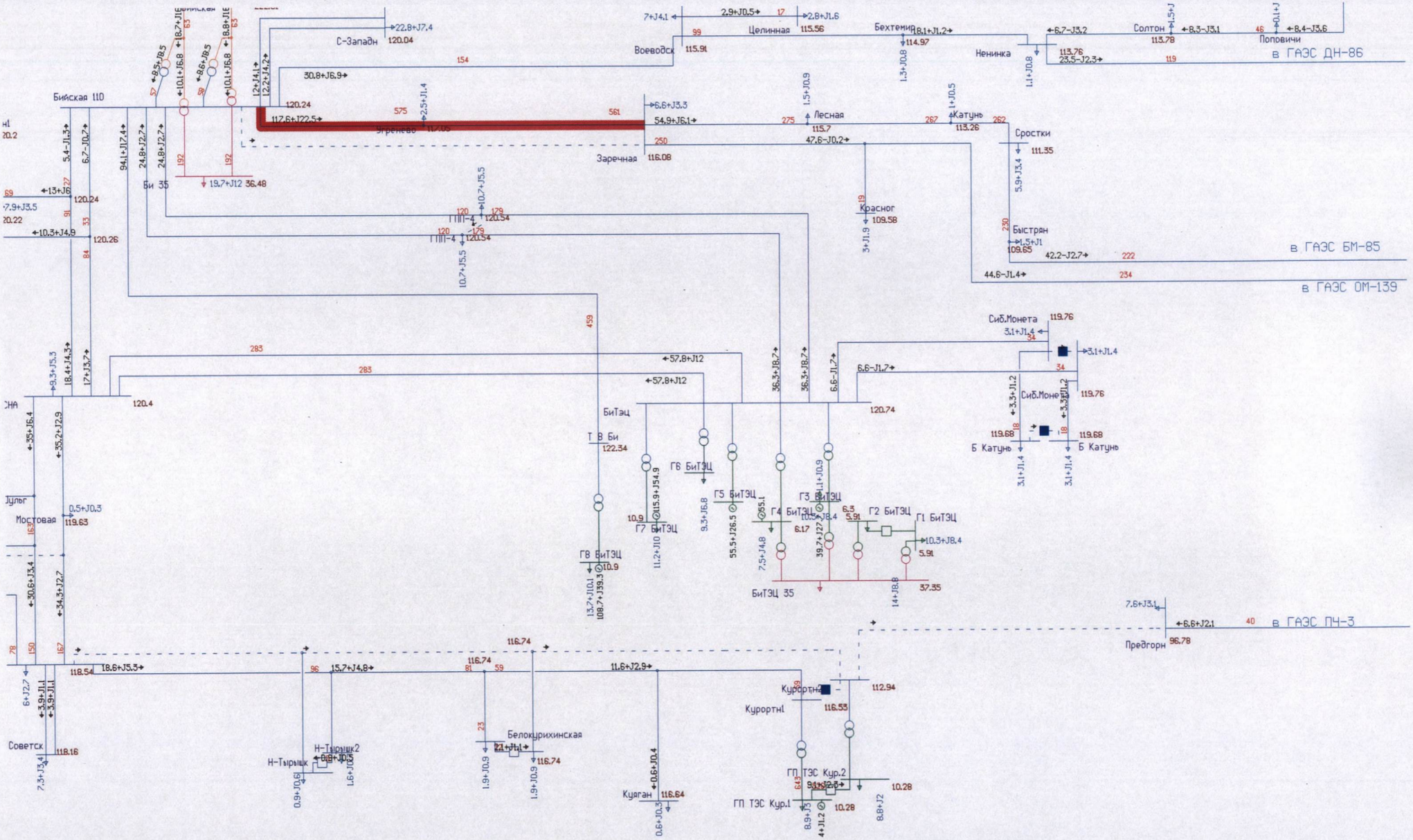


Рисунок 9 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Отключение ВЛ БЗ-166 и СП-189 с применением схемно-режимных мероприятий

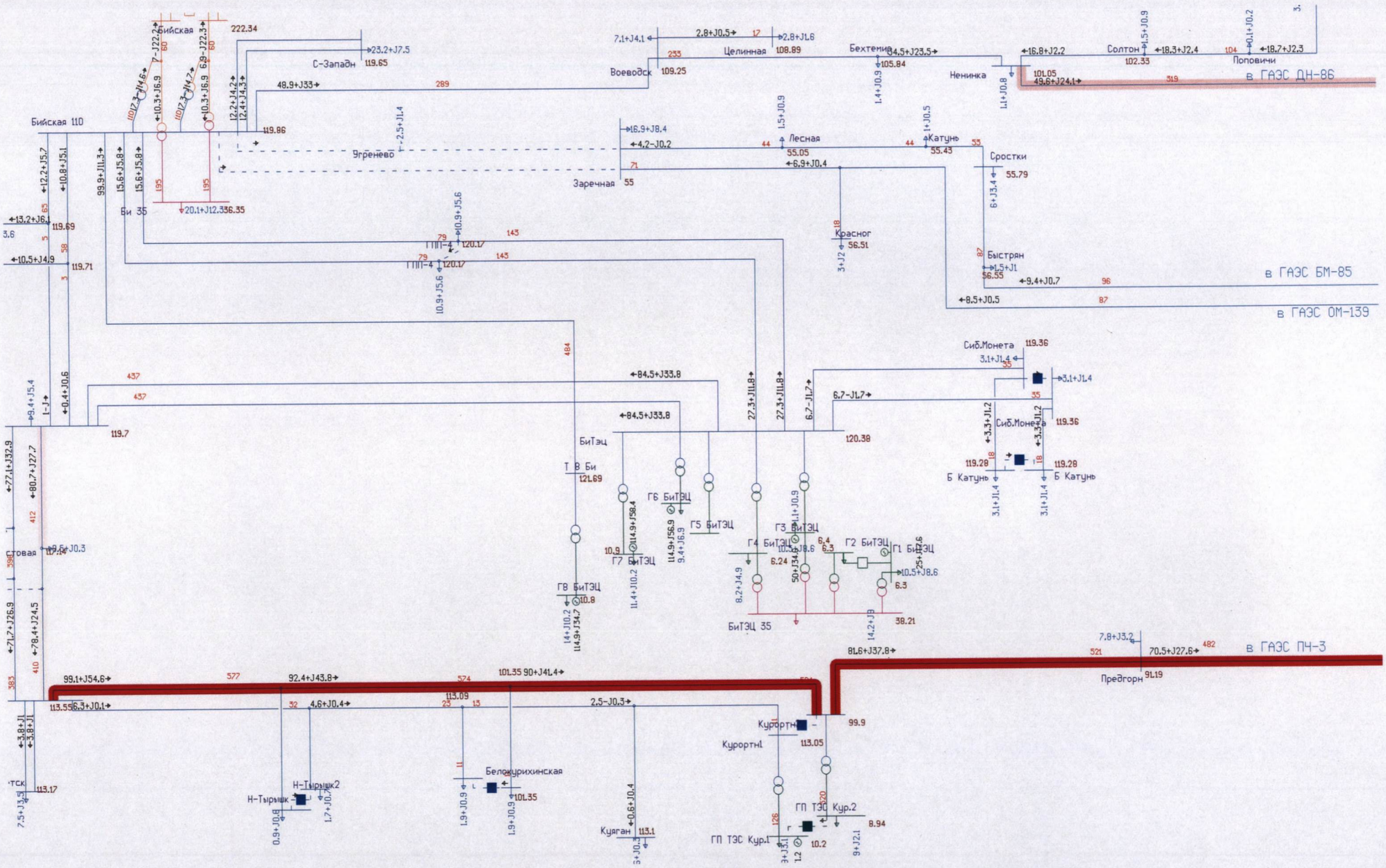


Рисунок 10 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Отключение ВЛ БЗ-165 и БЗ-166

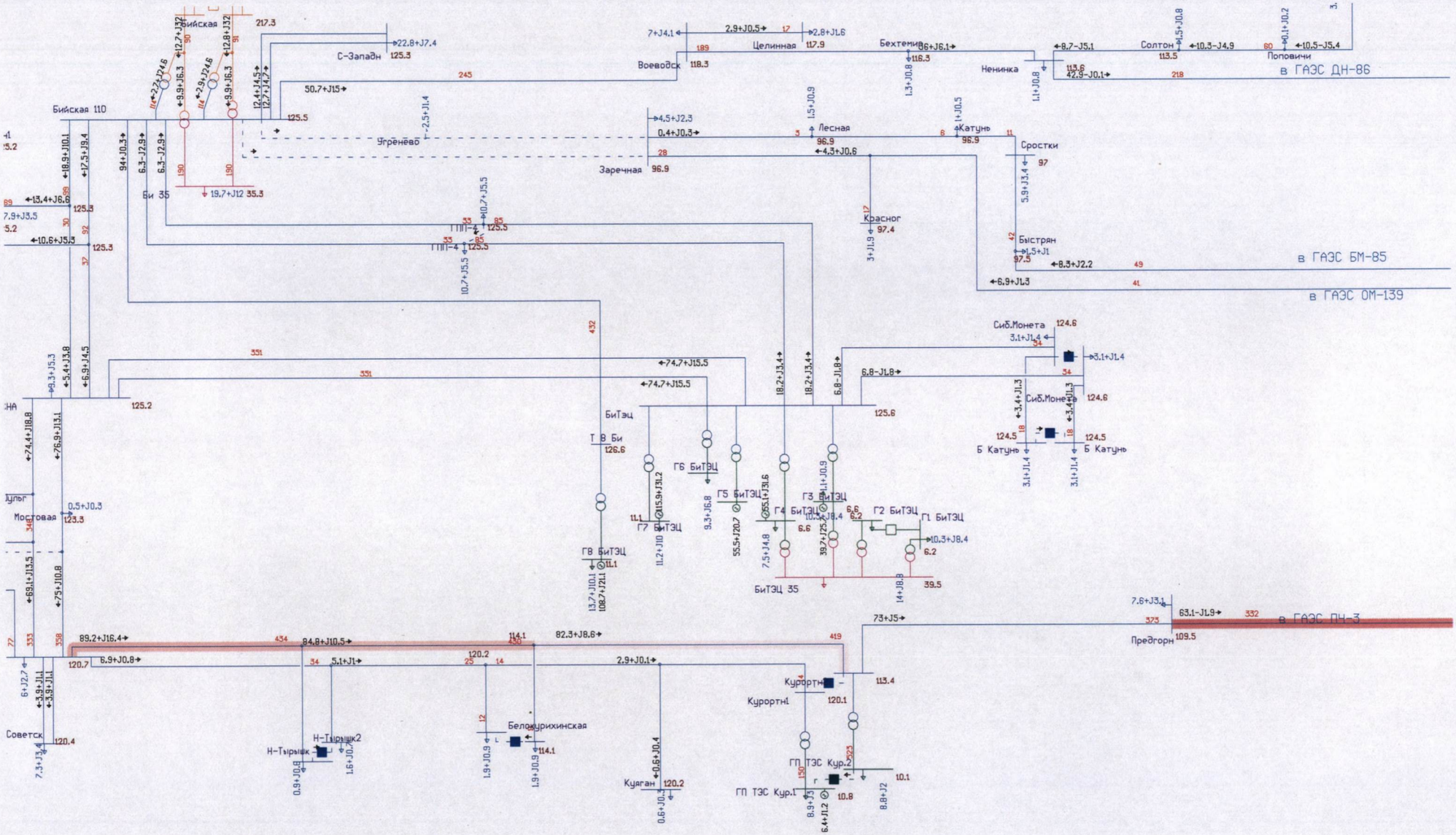


Рисунок 11 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Отключение ВЛ БЗ-165 и БЗ-166 с применением схемно-режимных мероприятий

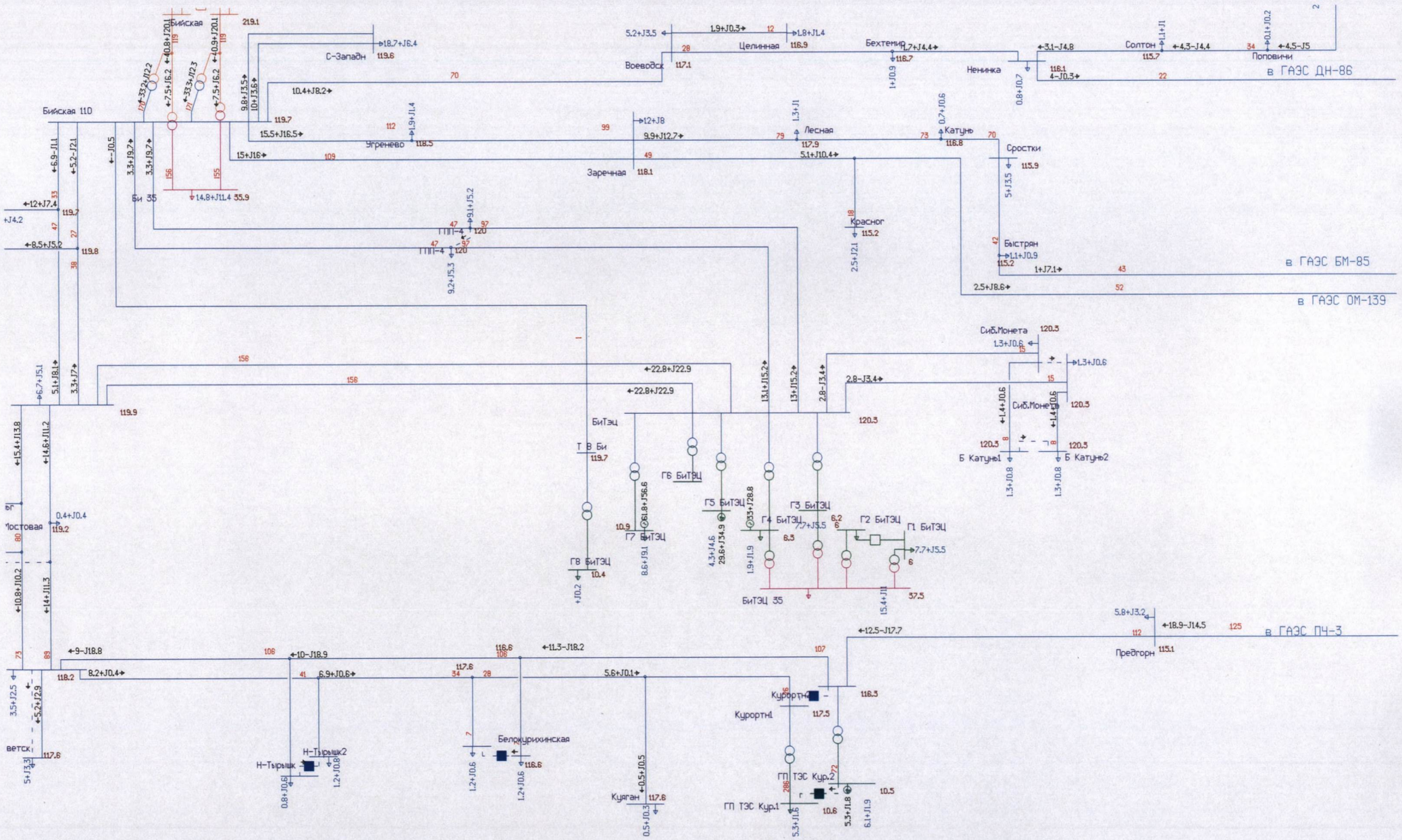


Рисунок 12 – Летний максимум 2023 года (t+30^0). Нормальный режим

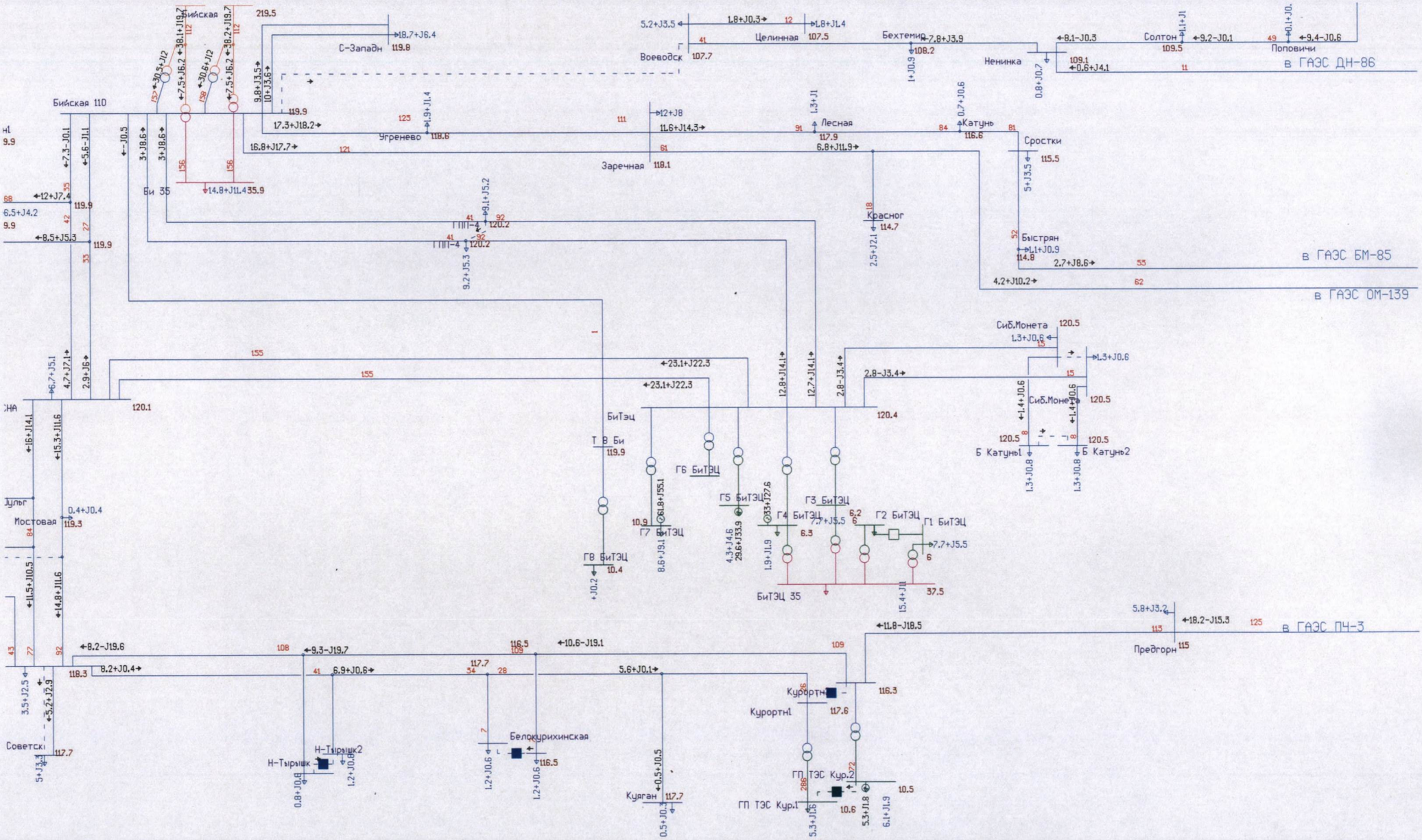


Рисунок 13 – Летний максимум 2023 года (t+30^0). Отключение ВЛ БВ-13

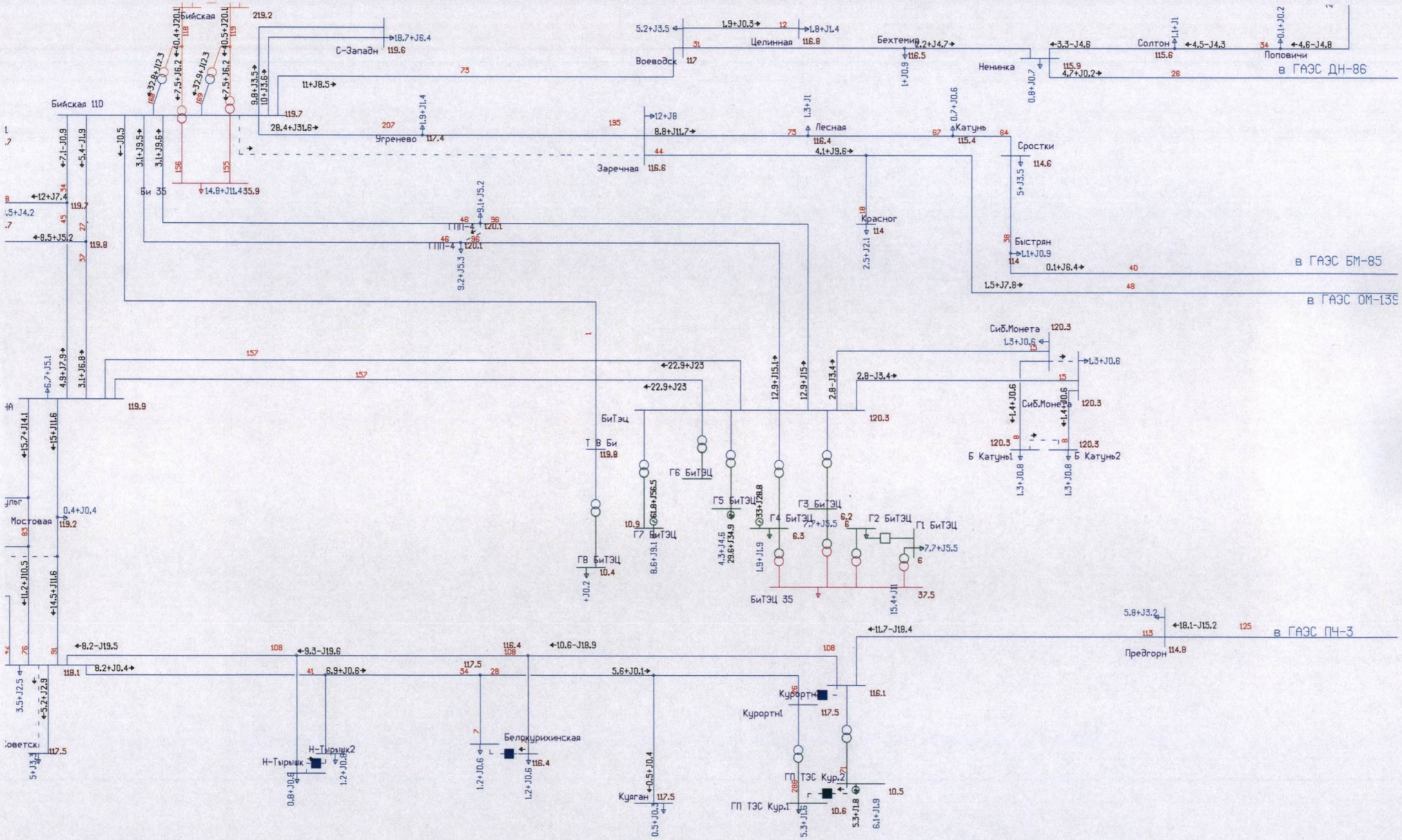


Рисунок 14 – Летний максимум 2023 года (t+30^0). Отключение ВЛ Б3-166

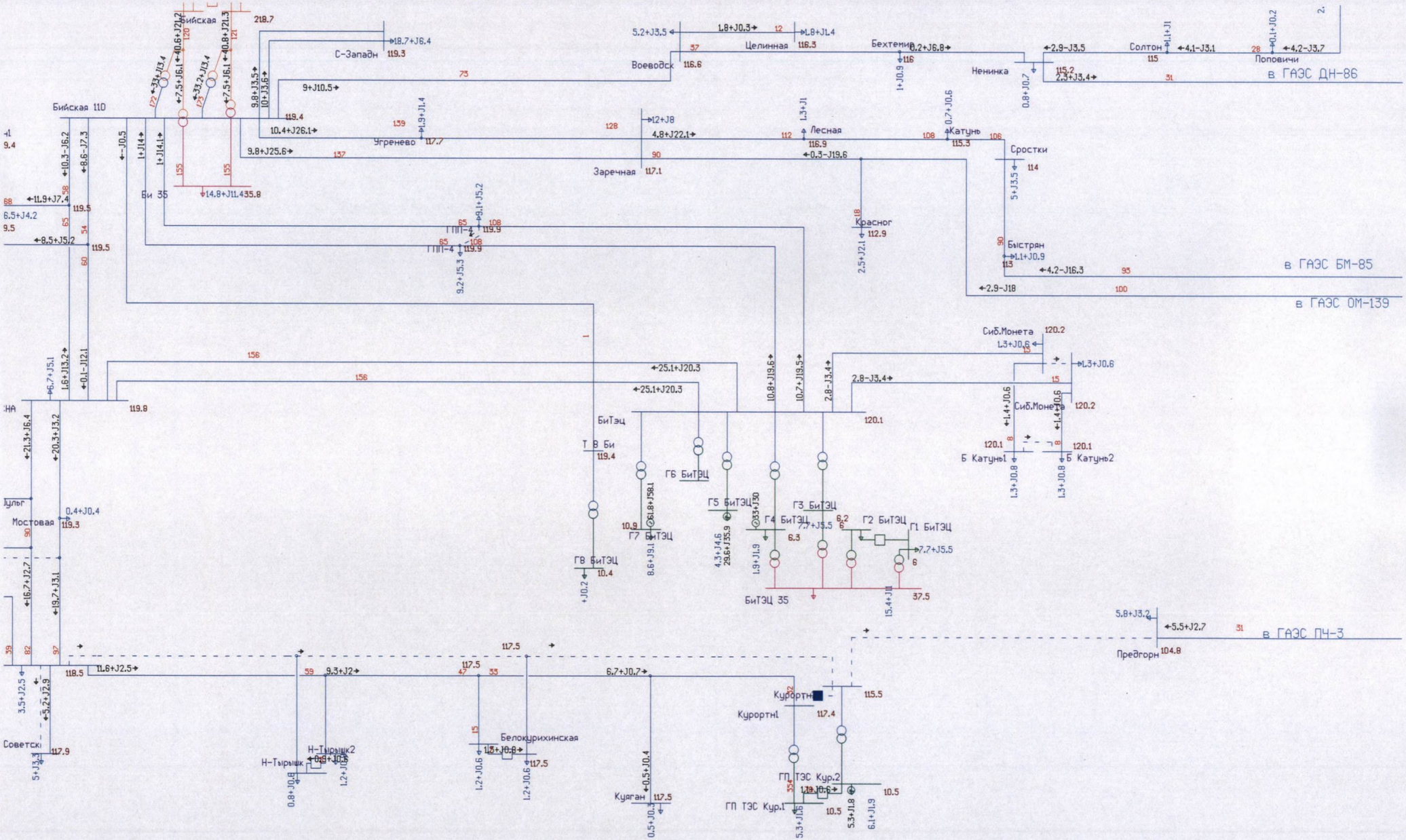


Рисунок 15 – Летний максимум 2023 года (t+30^0). Отключение ВЛ СП-189

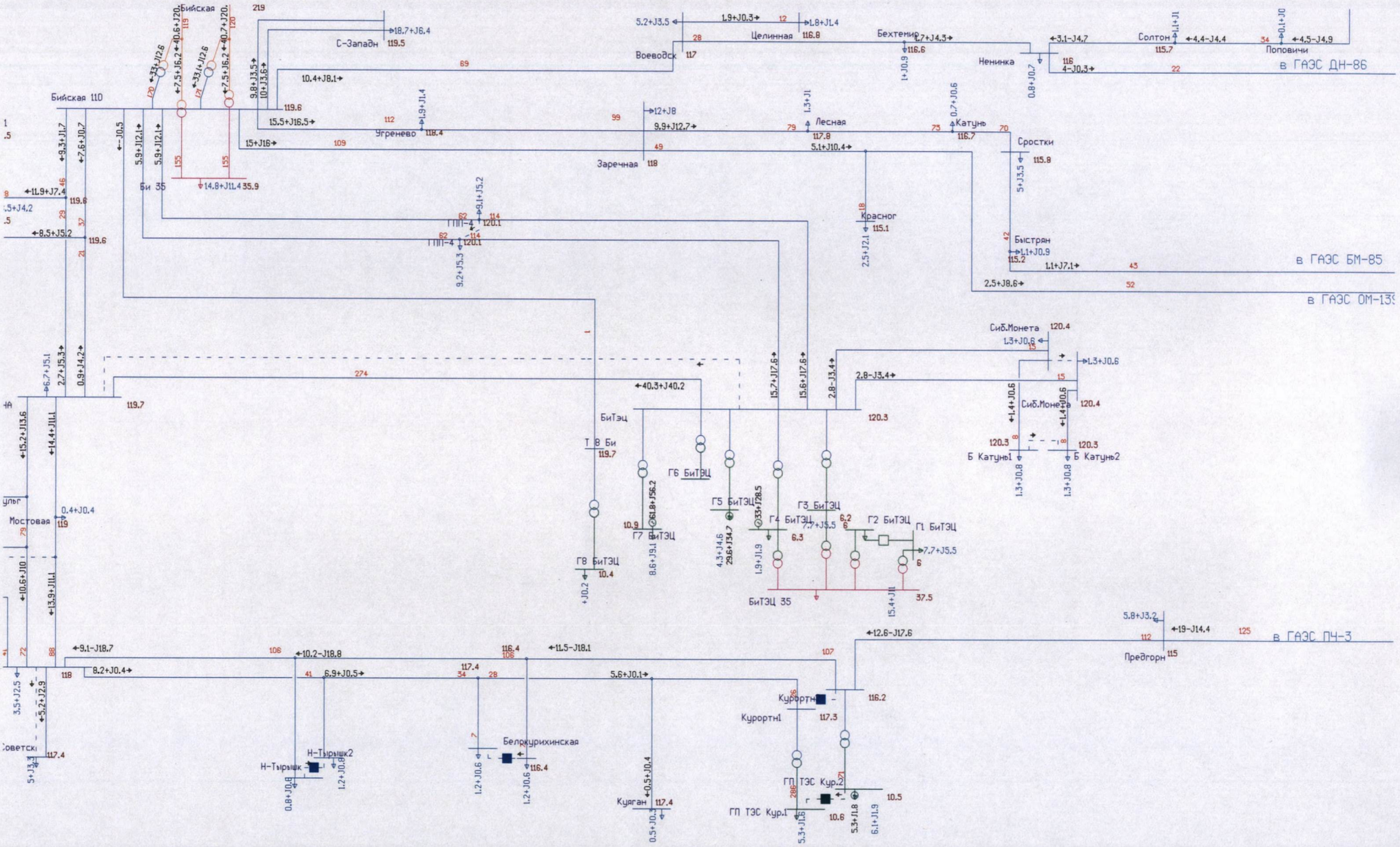


Рисунок 16 – Летний максимум 2023 года (t+30^0). Отключение ВЛ ТС-169

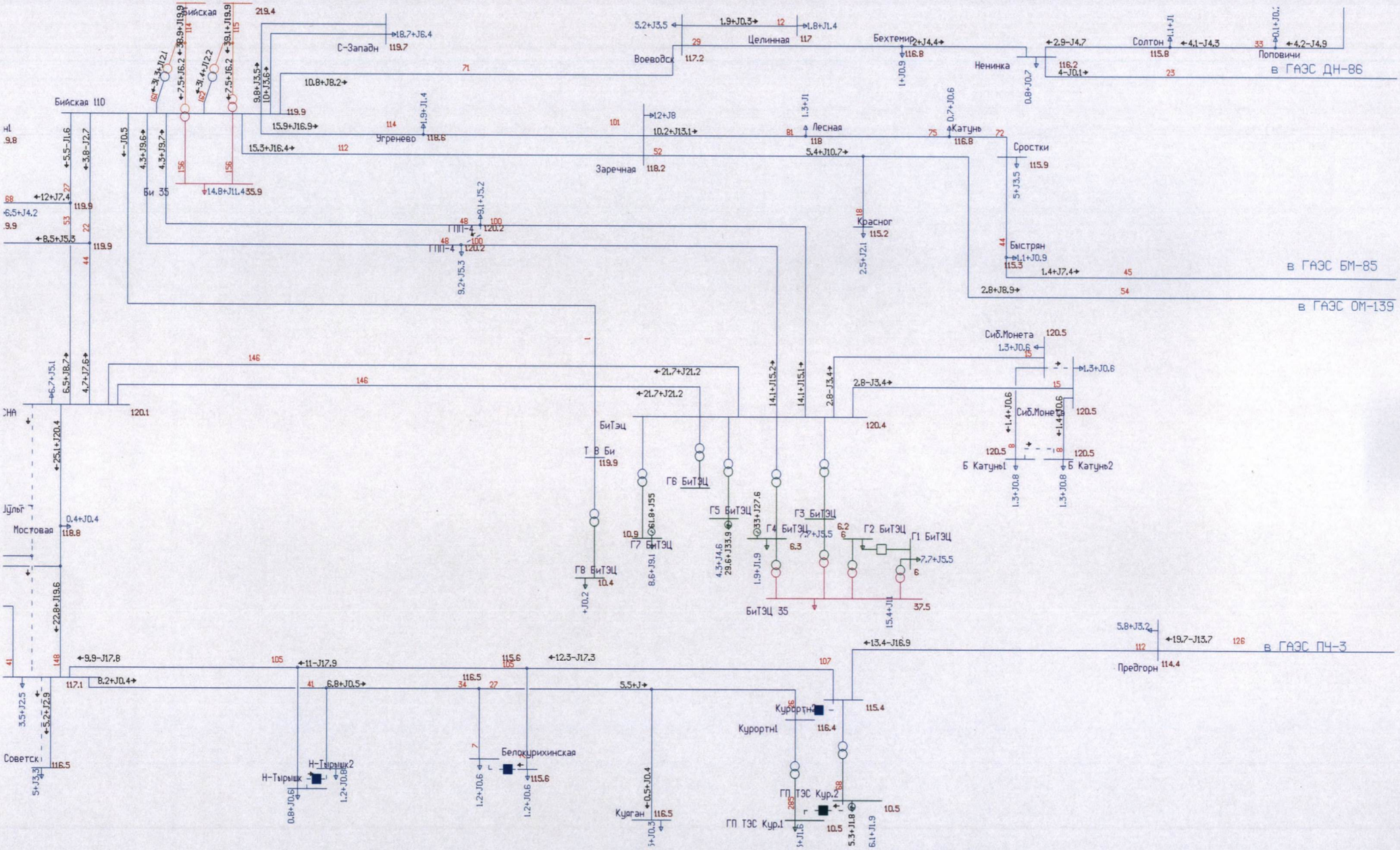


Рисунок 17 – Летний максимум 2023 года (t+30^0). Отключение ВЛ СС-107

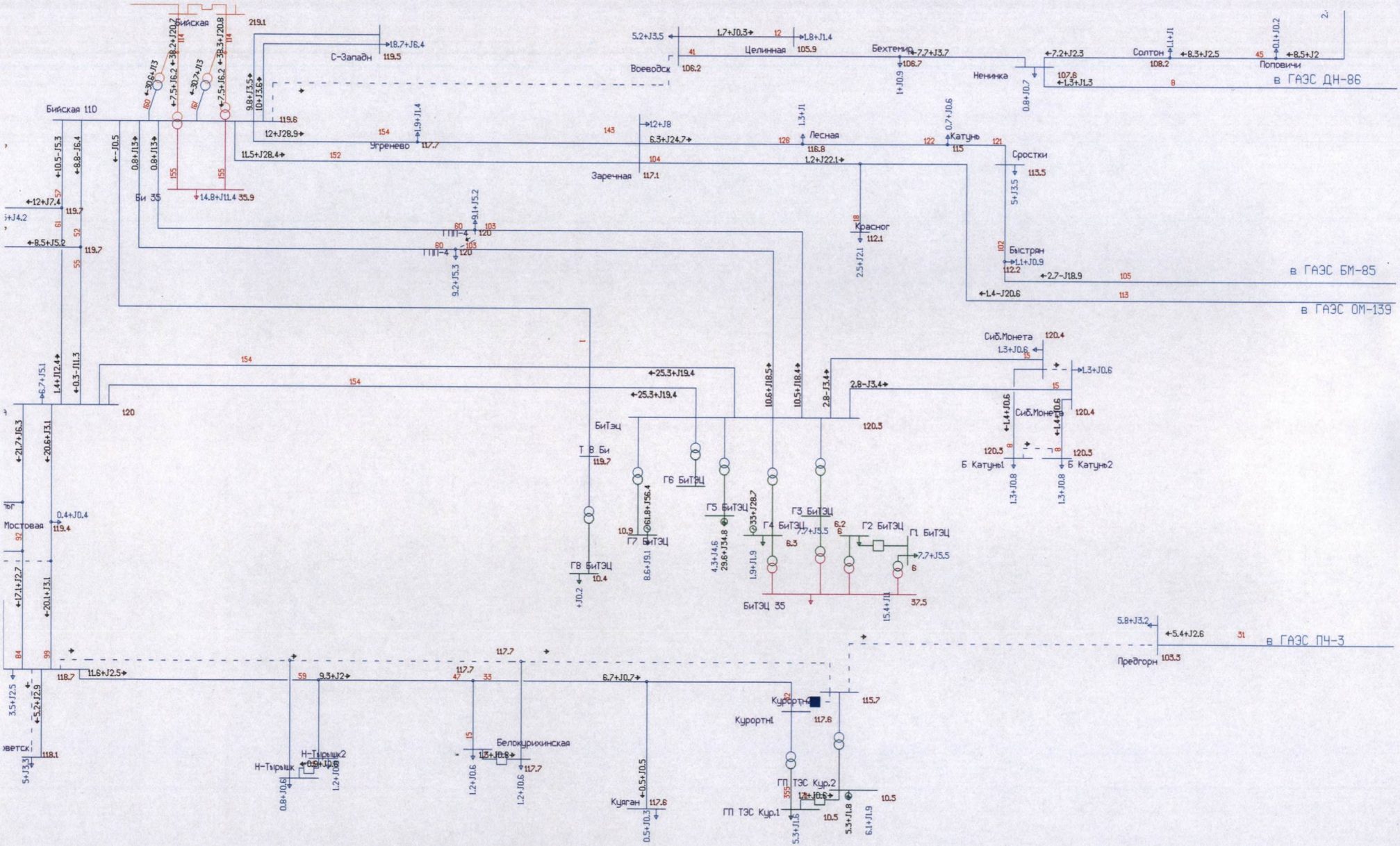


Рисунок 18 – Летний максимум 2023 года (t+30^0). Отключение ВЛ БВ-13 и СП-189

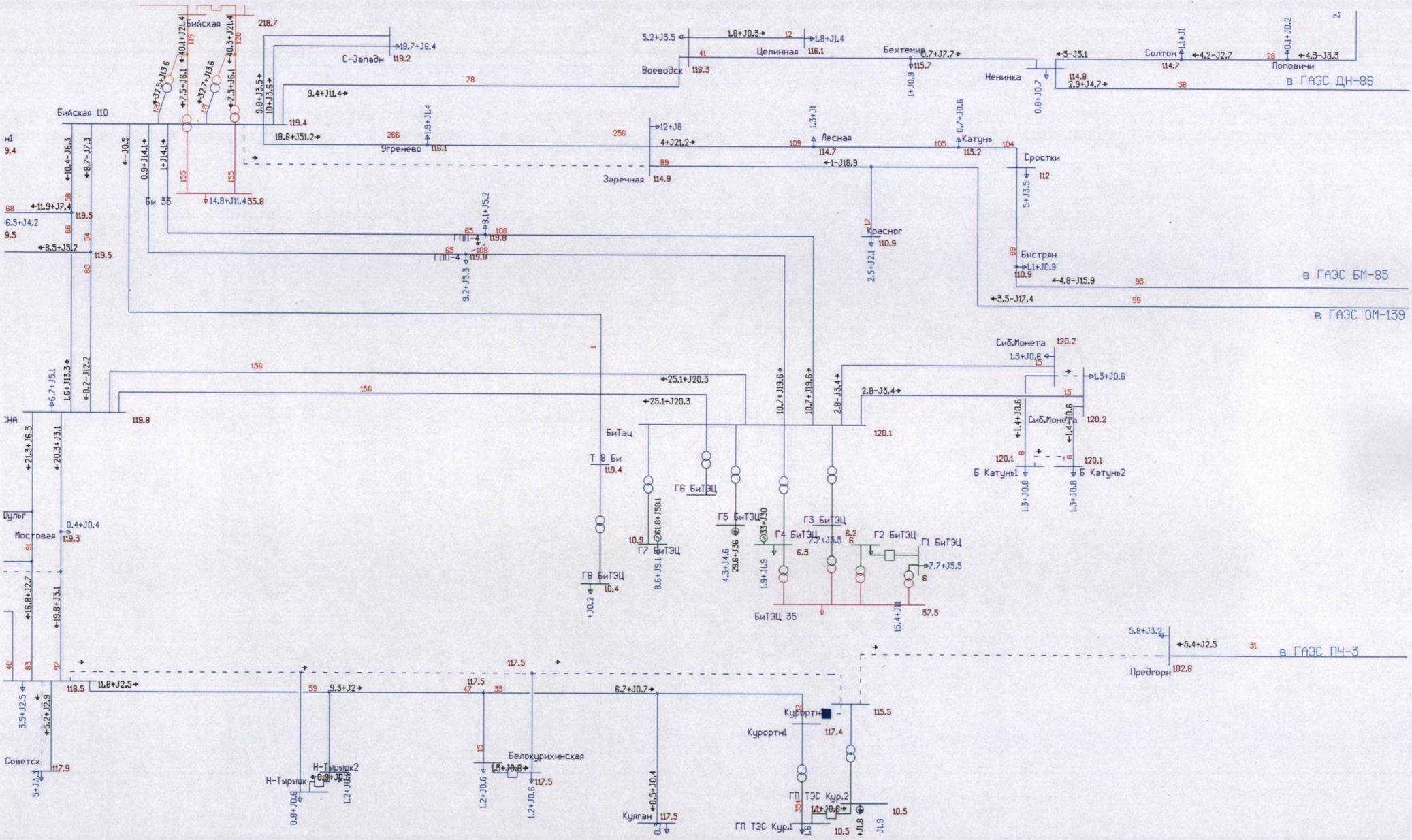


Рисунок 19 – Летний максимум 2023 года (t+30^0). Отключение ВЛ БЗ-166 и СП-189

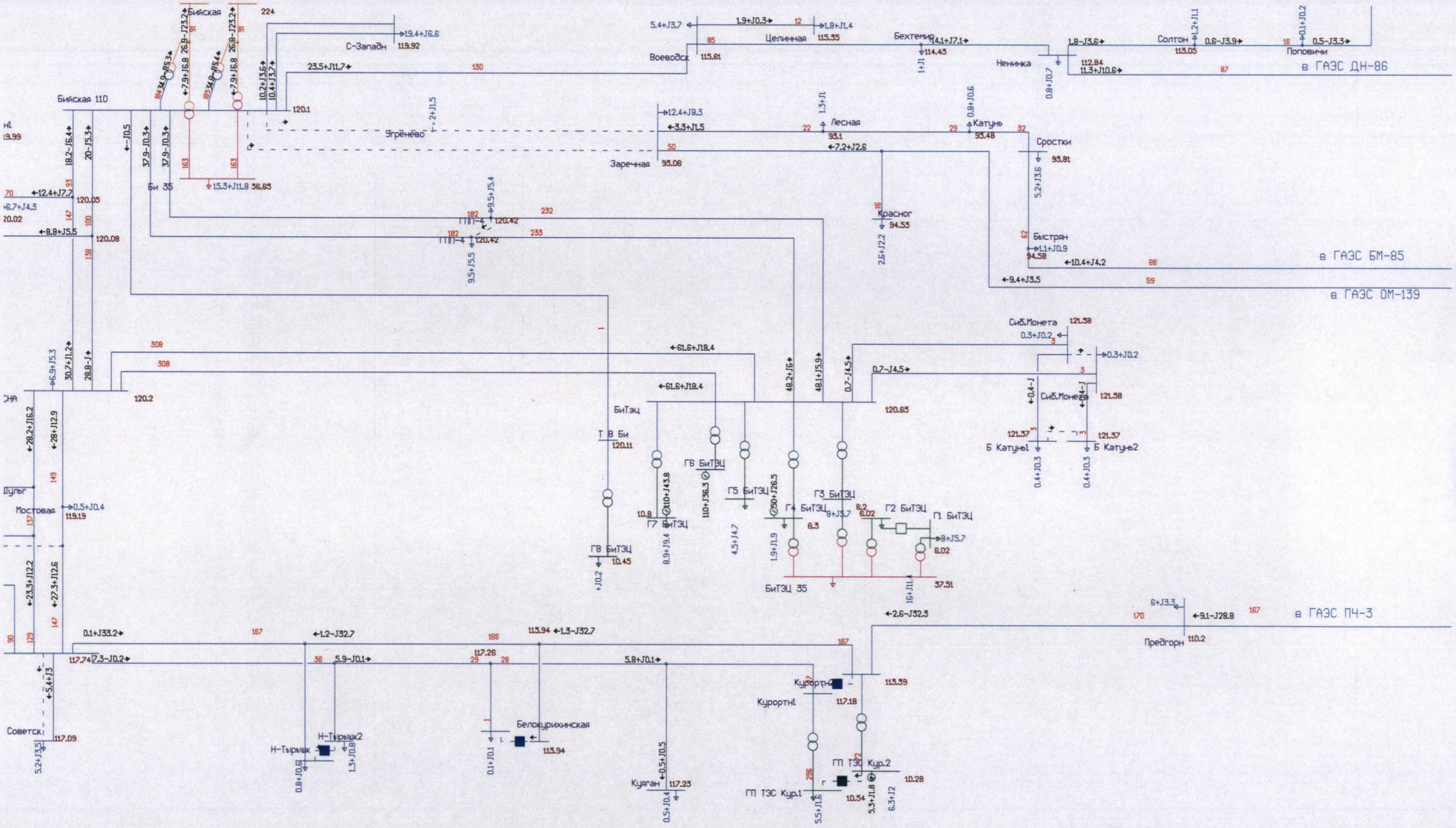


Рисунок 20 – Летний максимум 2023 года (t+30^0). Отключение ВЛ БЗ-165 и БЗ-166

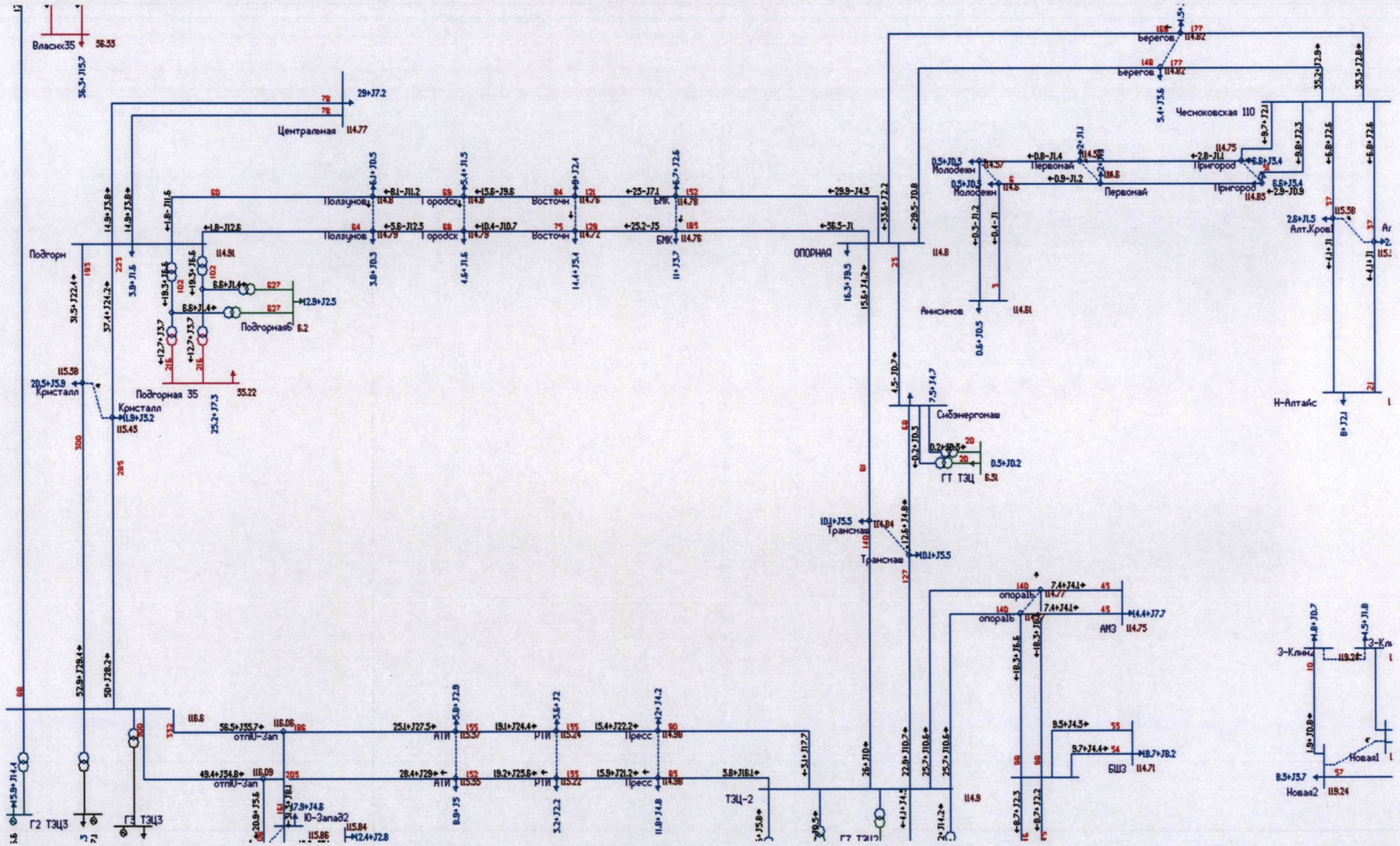


Рисунок 21. – Зимний максимум 2023 года (t-36^0). Нормальная схема.

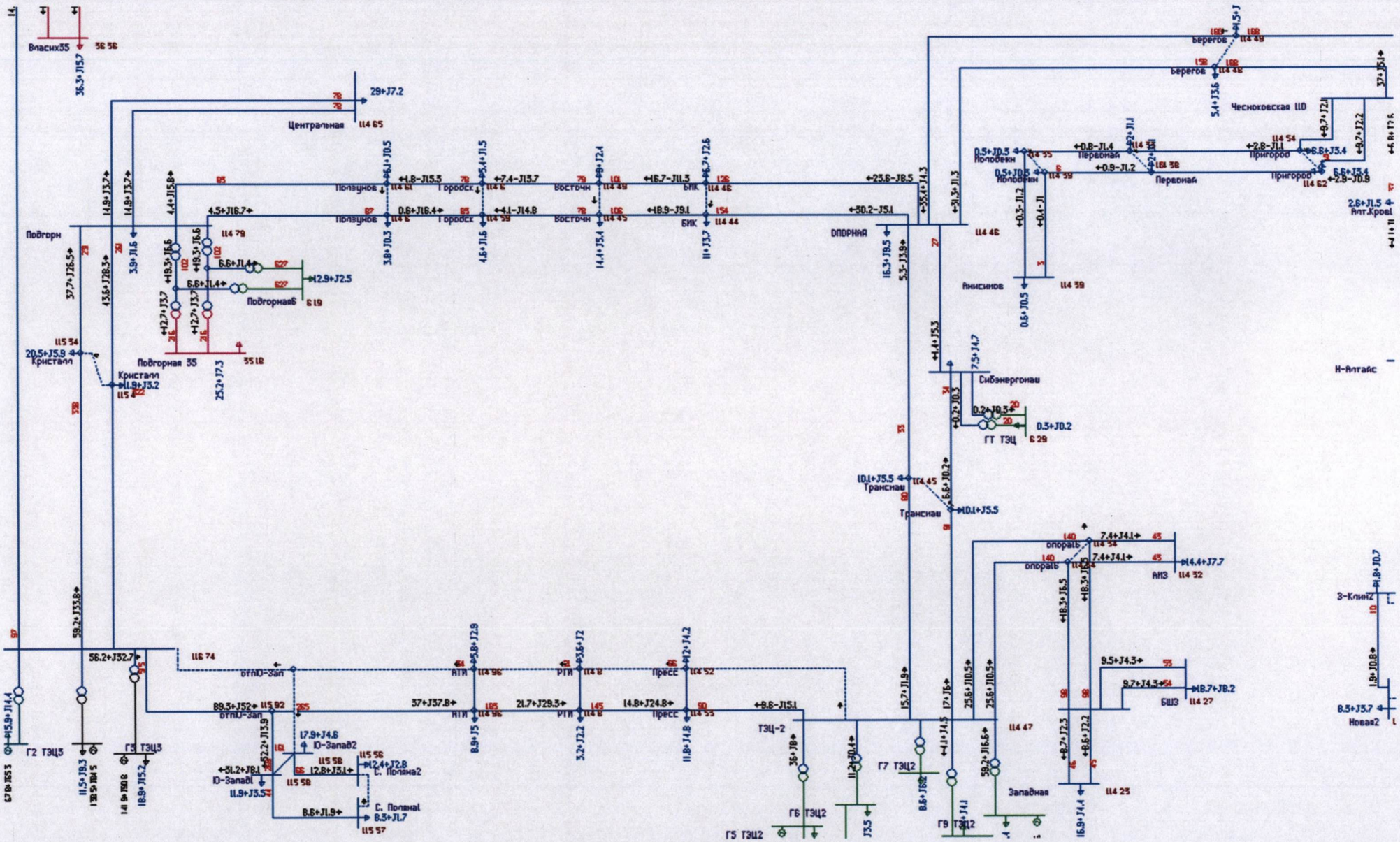


Рисунок 22. – Зимний максимум 2023 года(t-36^0). Отключение КВЛ ТТ-121.

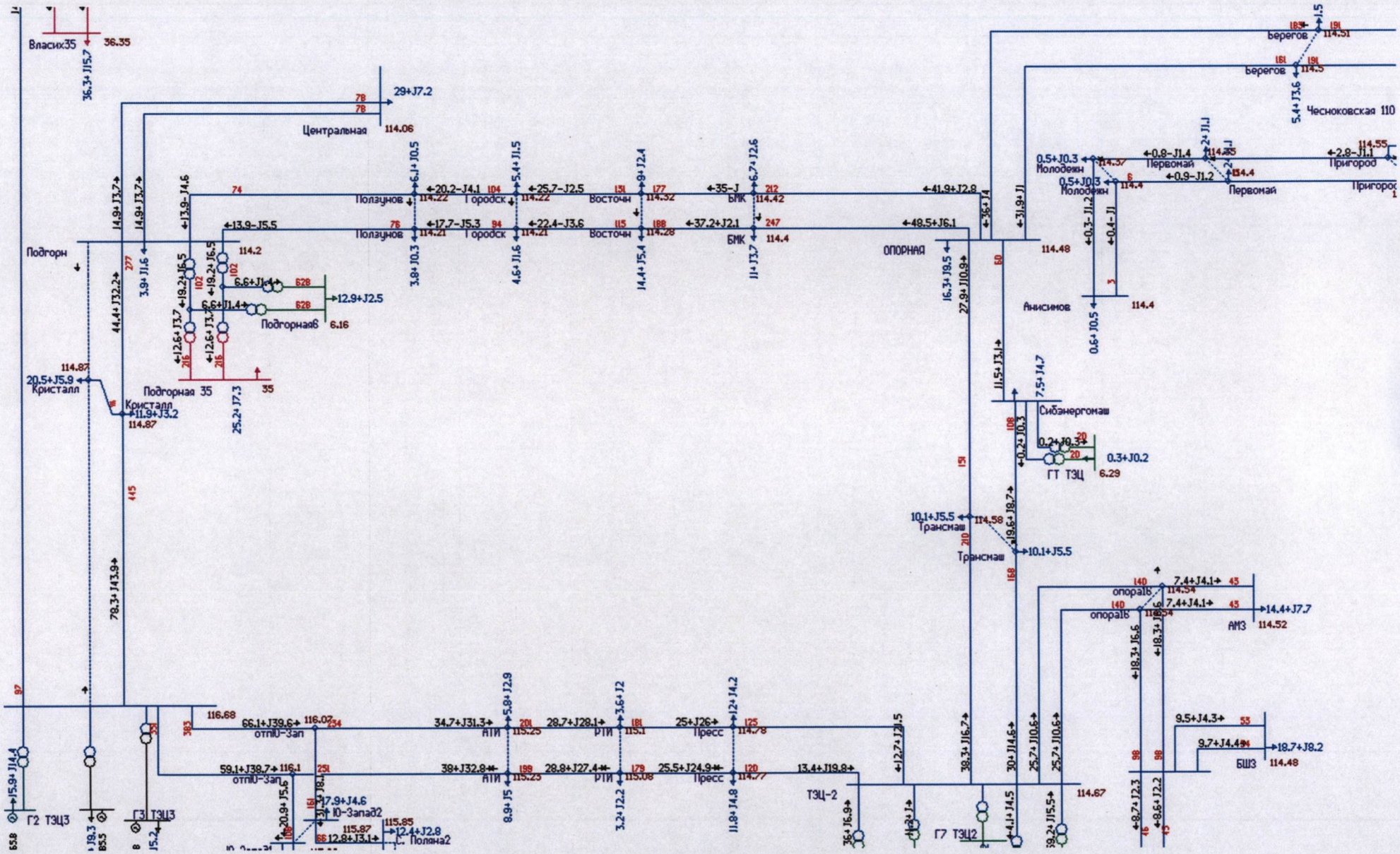


Рисунок 23. – Зимний максимум 2023 года(t-36^0). Отключение ВЛ ТП-45.

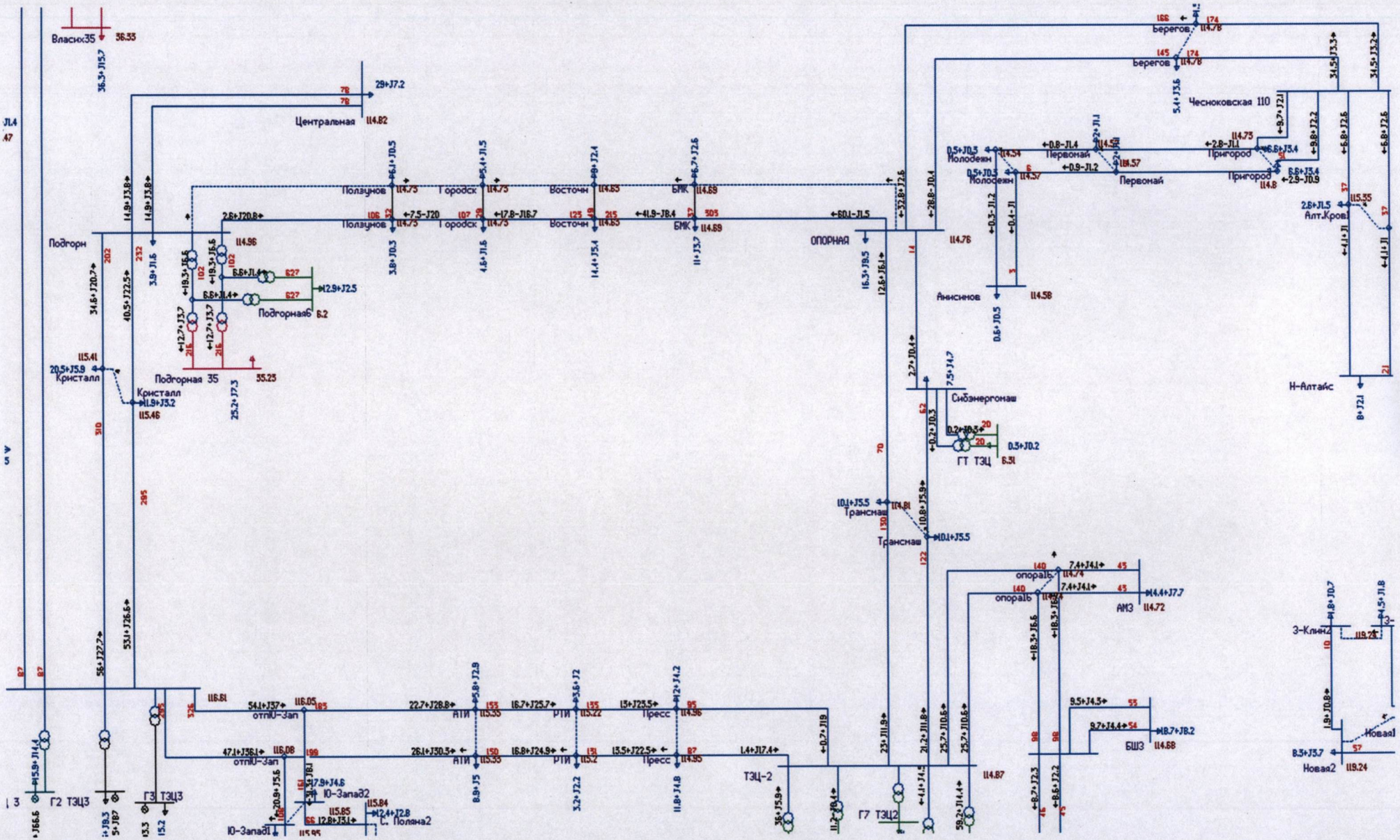


Рисунок 24. – Зимний максимум 2023 года(t-36^0). Отключение ВЛ ОП-93.

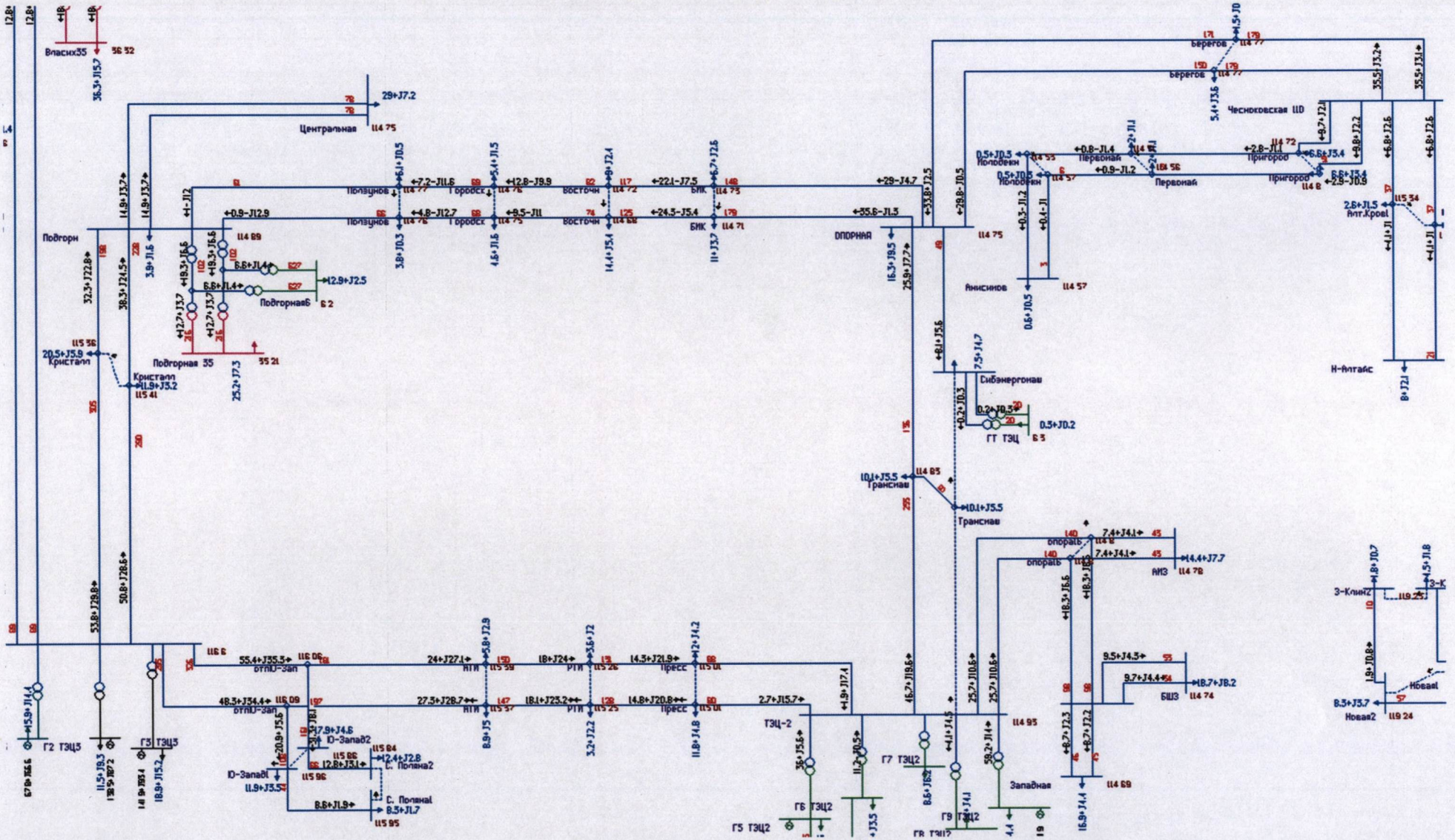


Рисунок 25. – Зимний максимум 2023 года(t-36^0). Отключение ВЛ ТС-100.

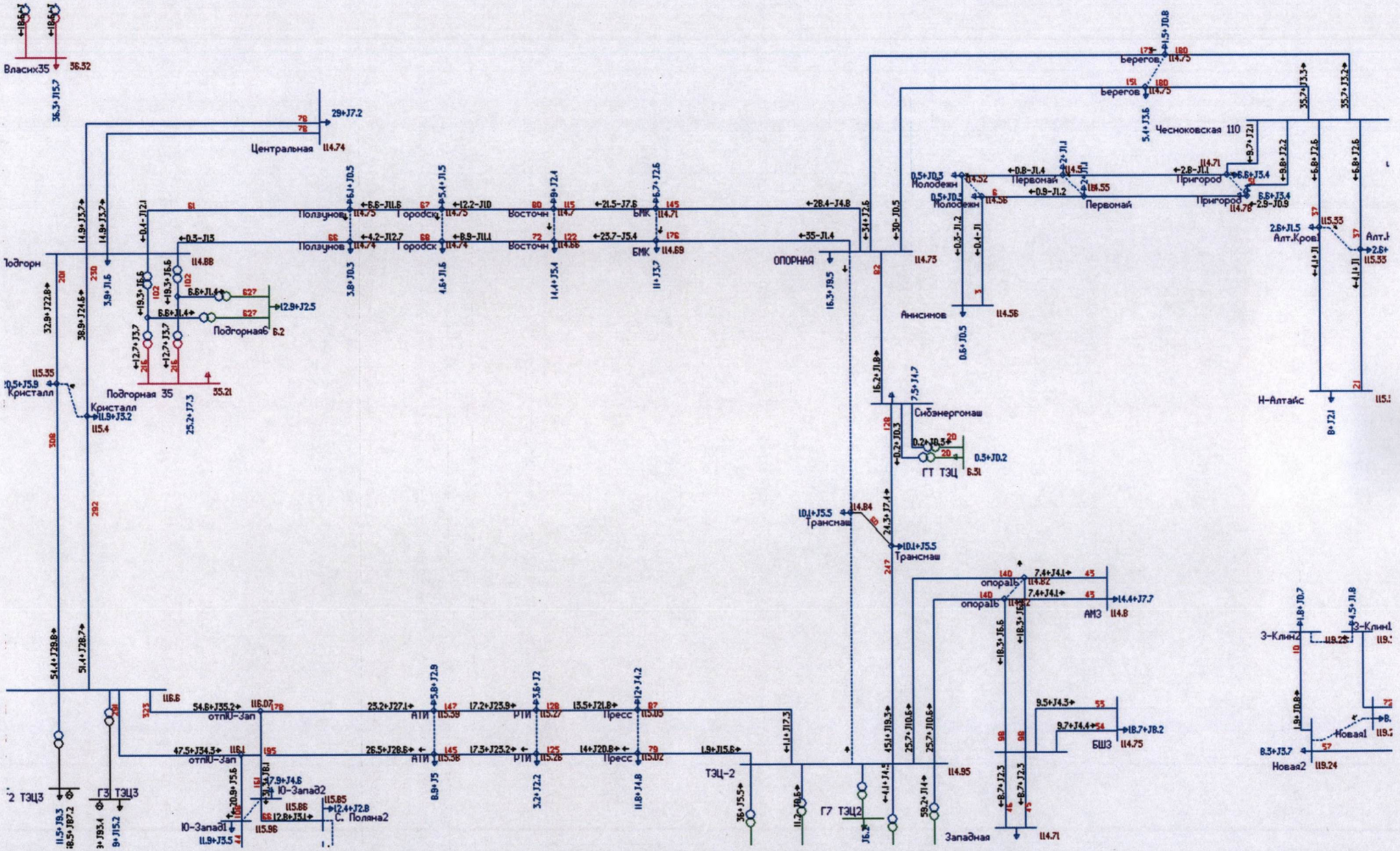


Рисунок 26. – Зимний максимум 2023 года(t-36^0). Отключение ТО-101.

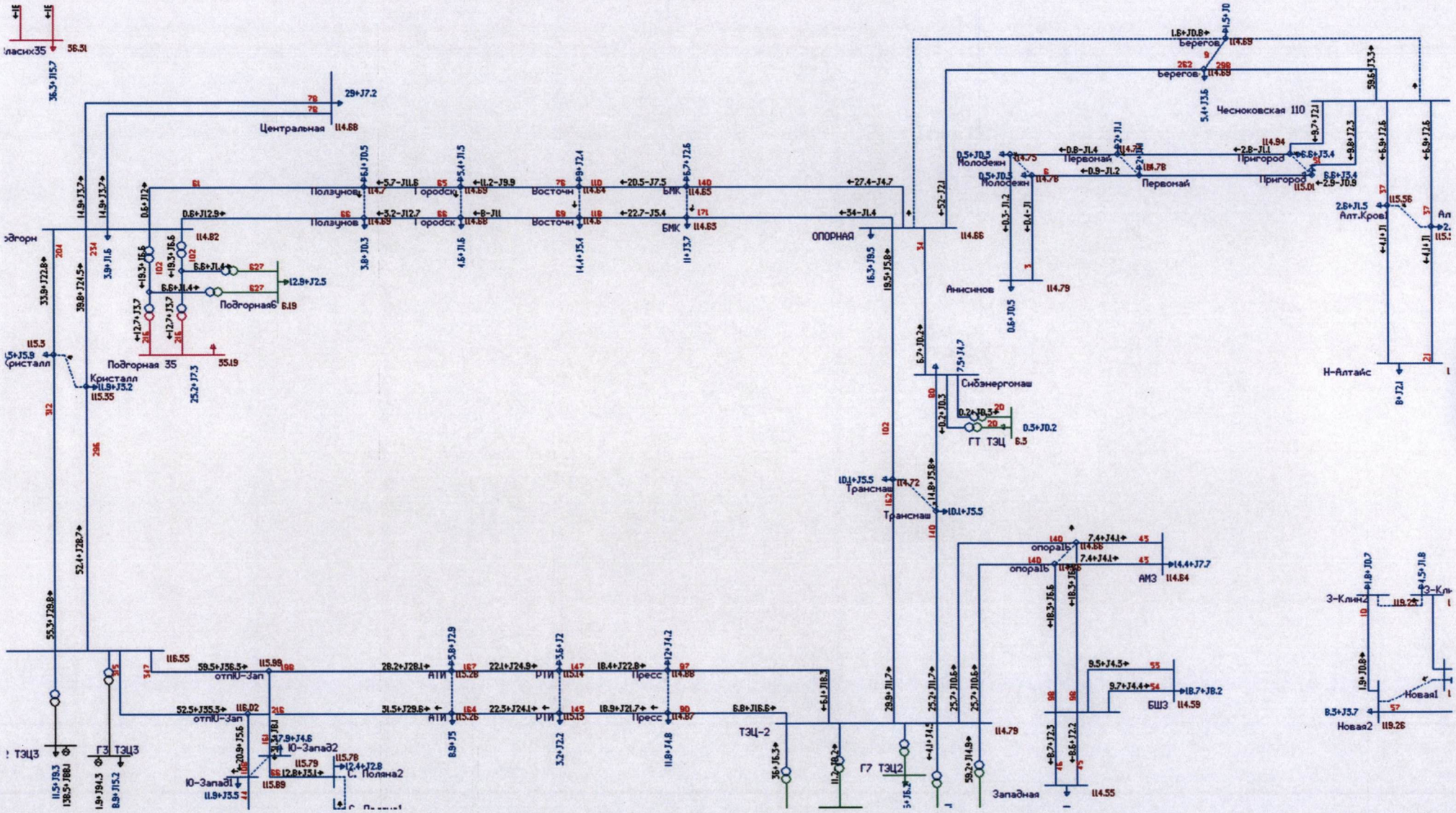


Рисунок 27. – Зимний максимум 2023 года(t-36^0). Отключение ОЧ-91.

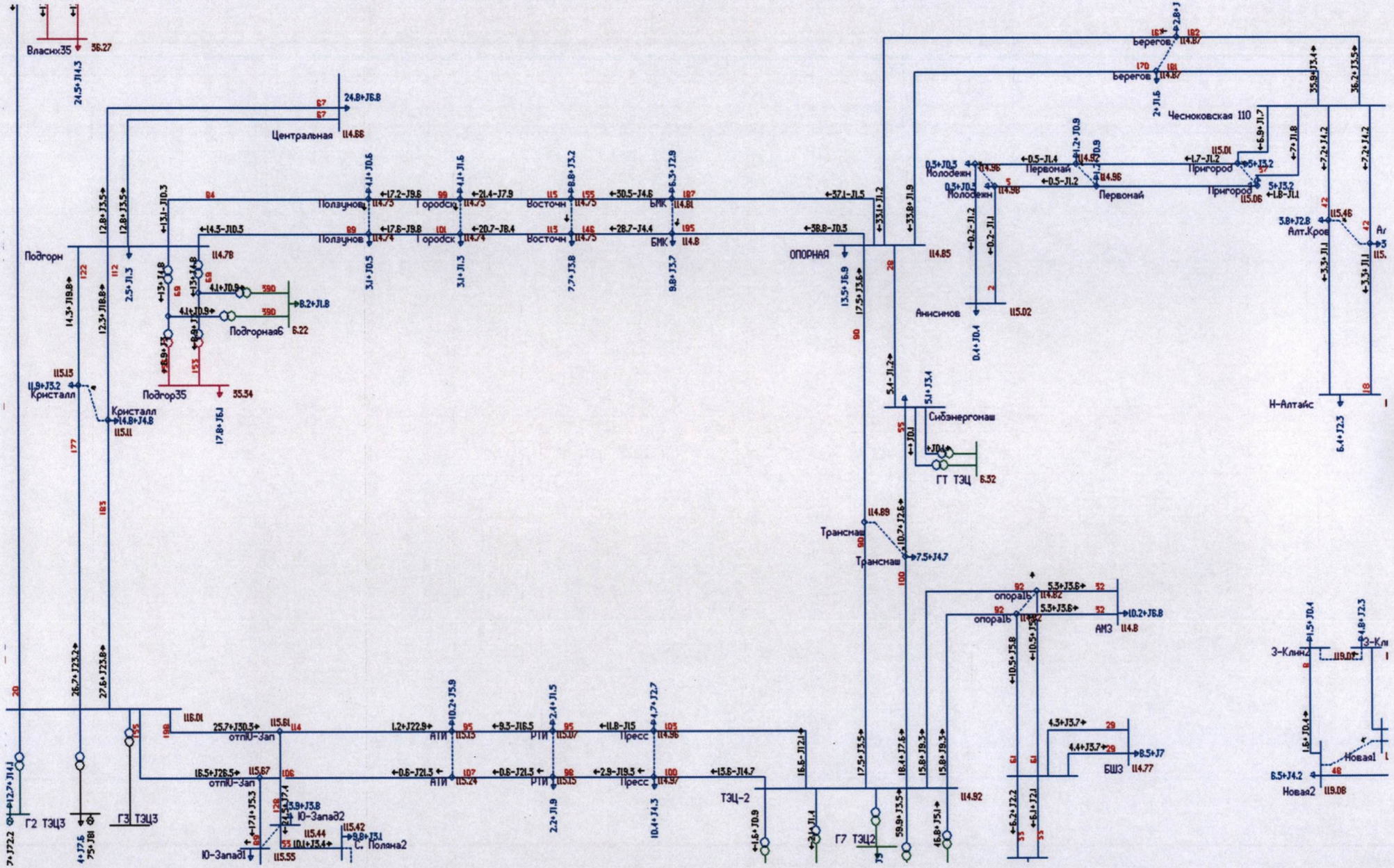


Рисунок 28. – Лето максимум 2023 год (t +30^0). Нормальный режим.

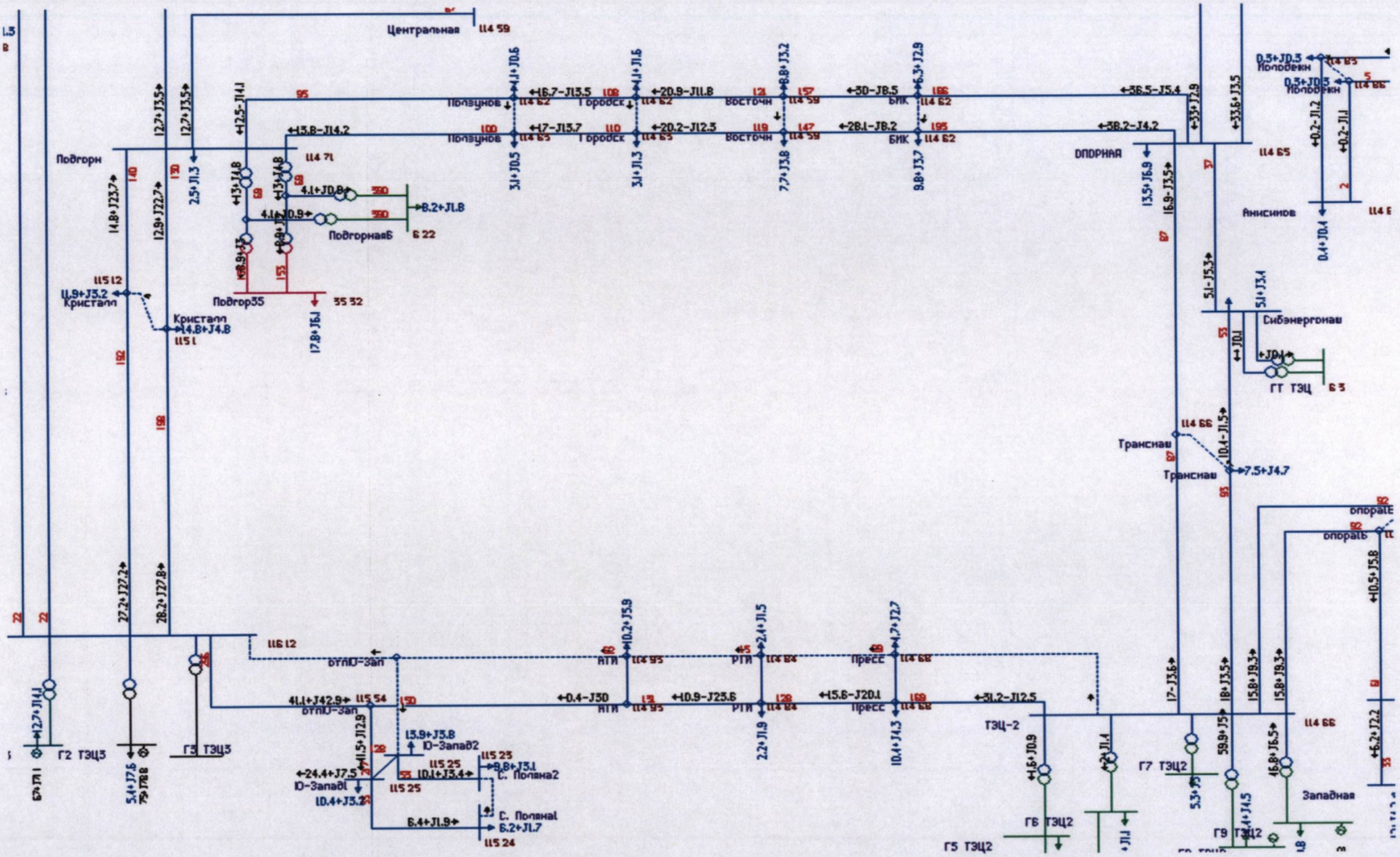


Рисунок 29. – Лето максимум 2023 год (t +30^0). Отключение КВЛ ТТ-121.

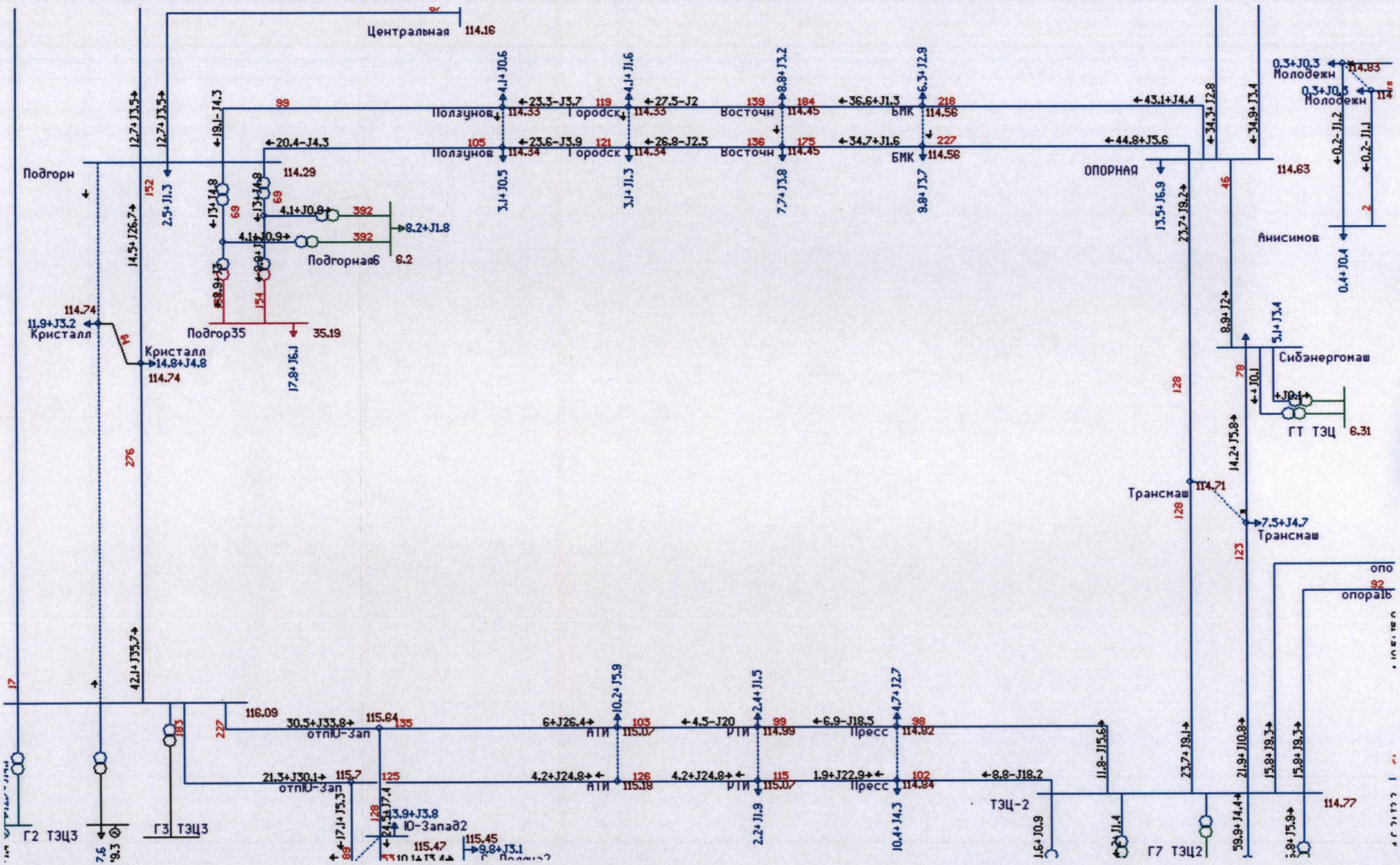


Рисунок 30. – Лето максимум 2022 год (t +30^0). Отключение ВЛ ТП-45.

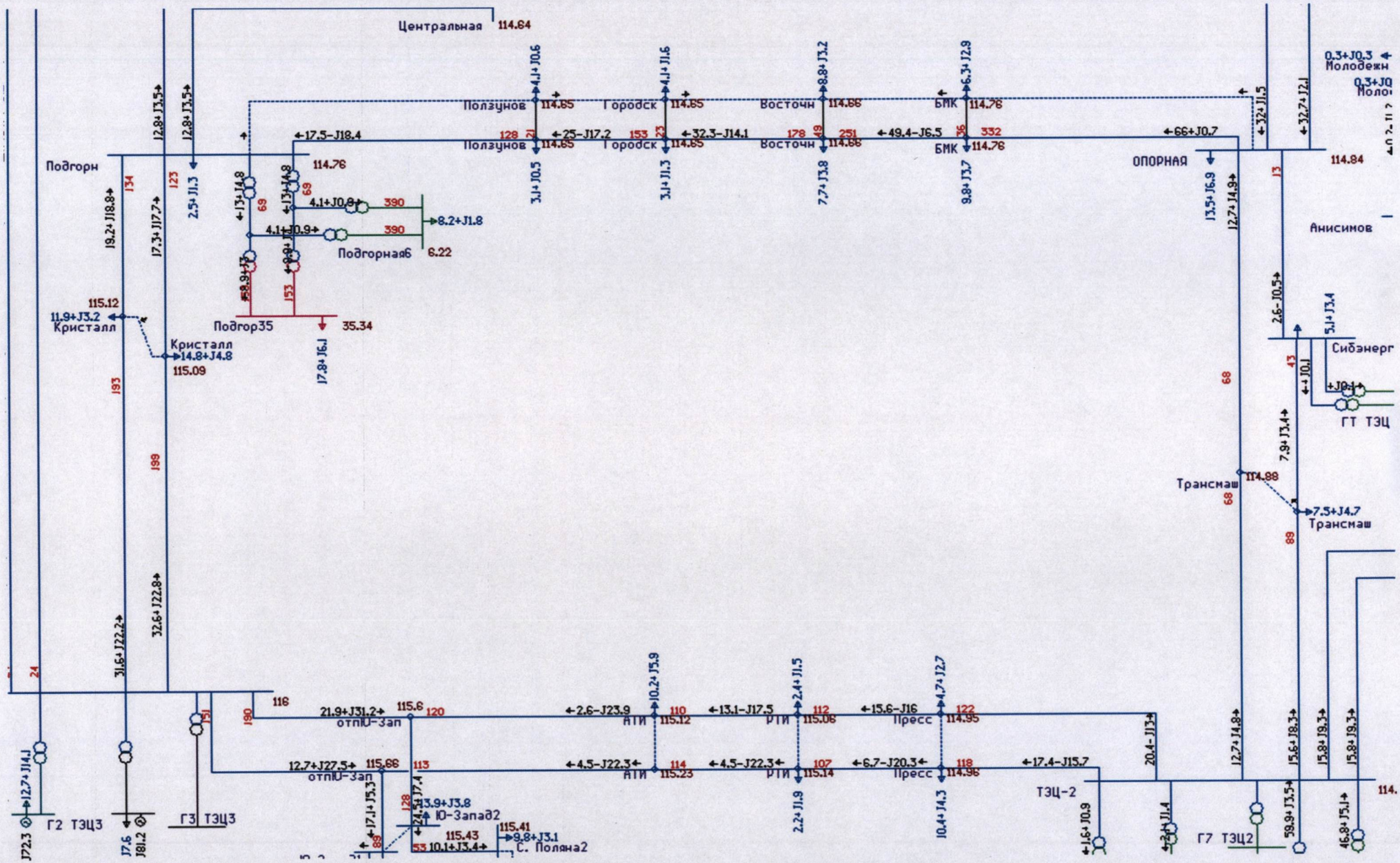


Рисунок 31. – Лето максимум 2023 год (t +30^0). Отключение ВЛ ОП-93.

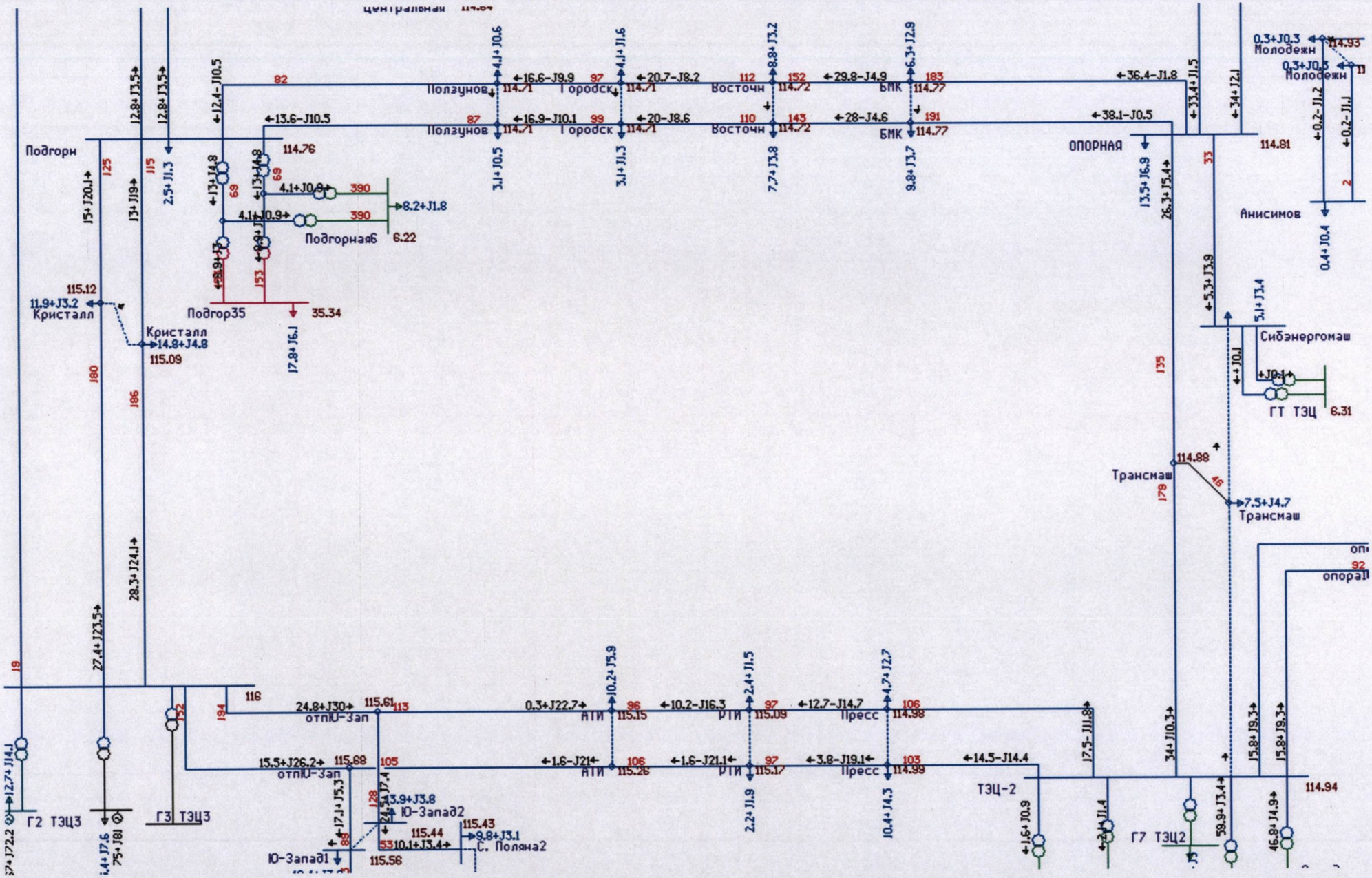


Рисунок 32. – Лето максимум 2023 год (t +30^0). Отключение ВЛ ТС-100.

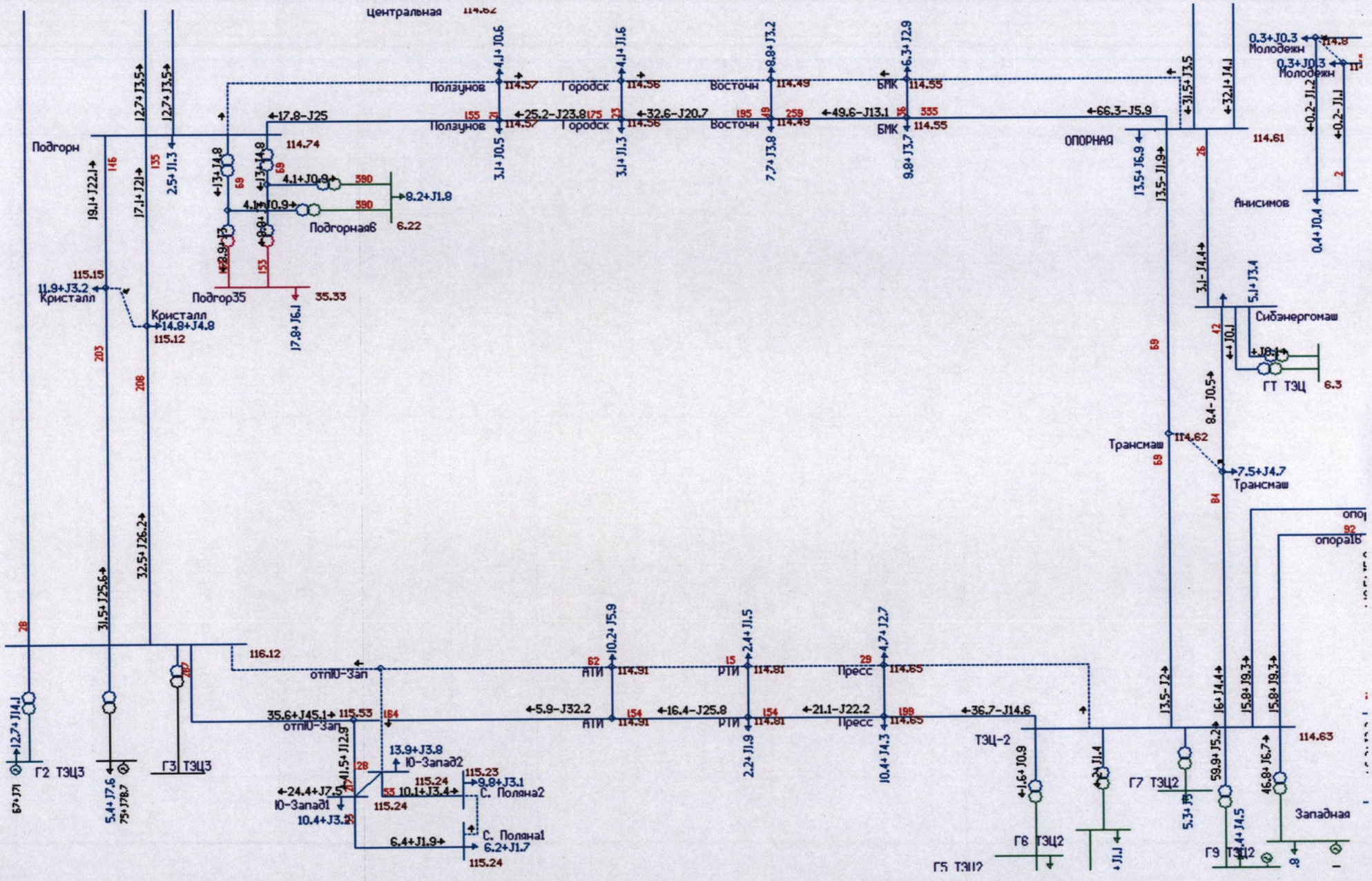


Рисунок 33. – Лето максимум 2023 год (t +30^0). Отключение ВЛ ОП-93 и КВЛ ТТ-121.

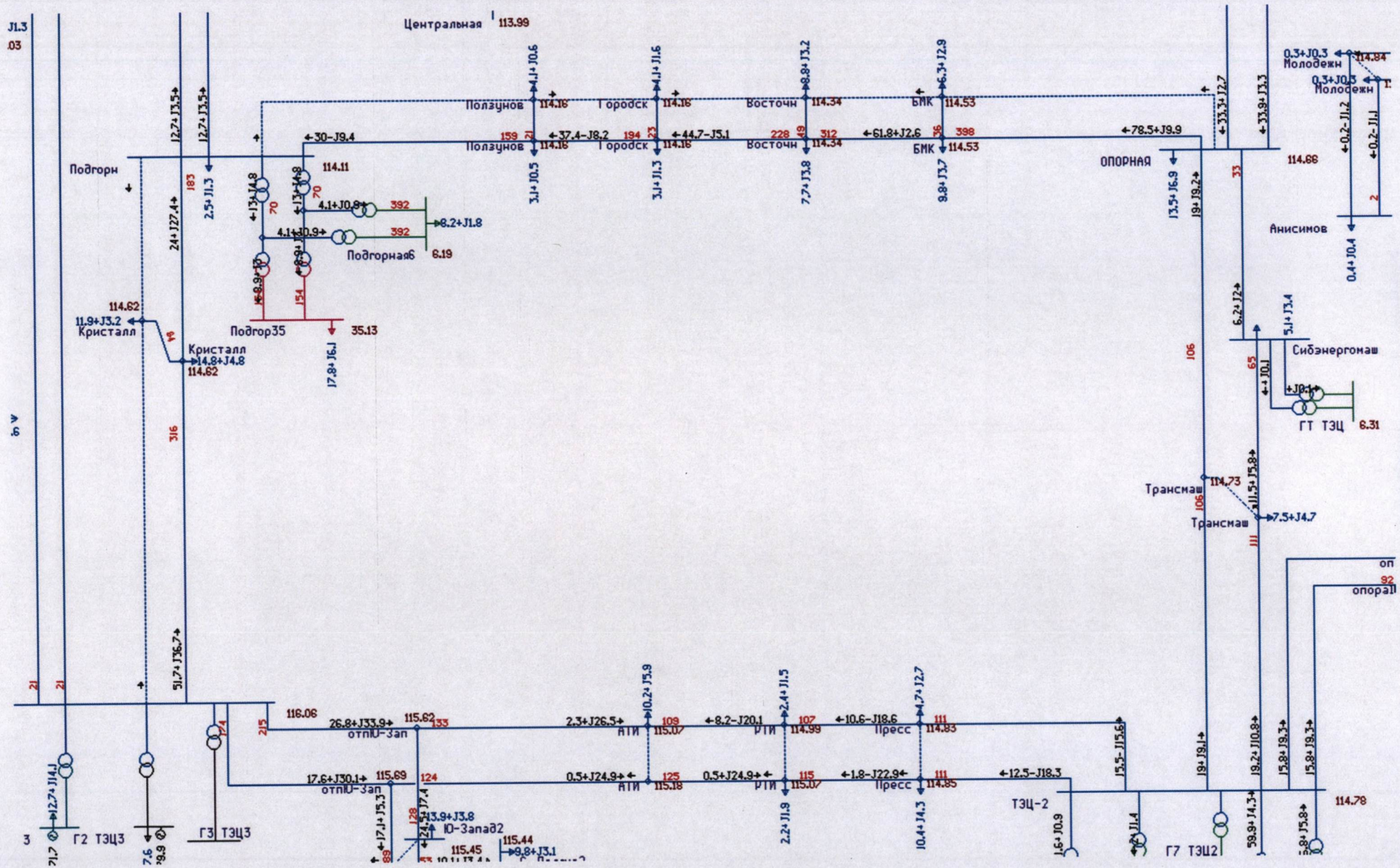


Рисунок 34. – Лето максимум 2023 год (t +30^0). Отключение ВЛ ОП-93 и ВЛ ТП-45.

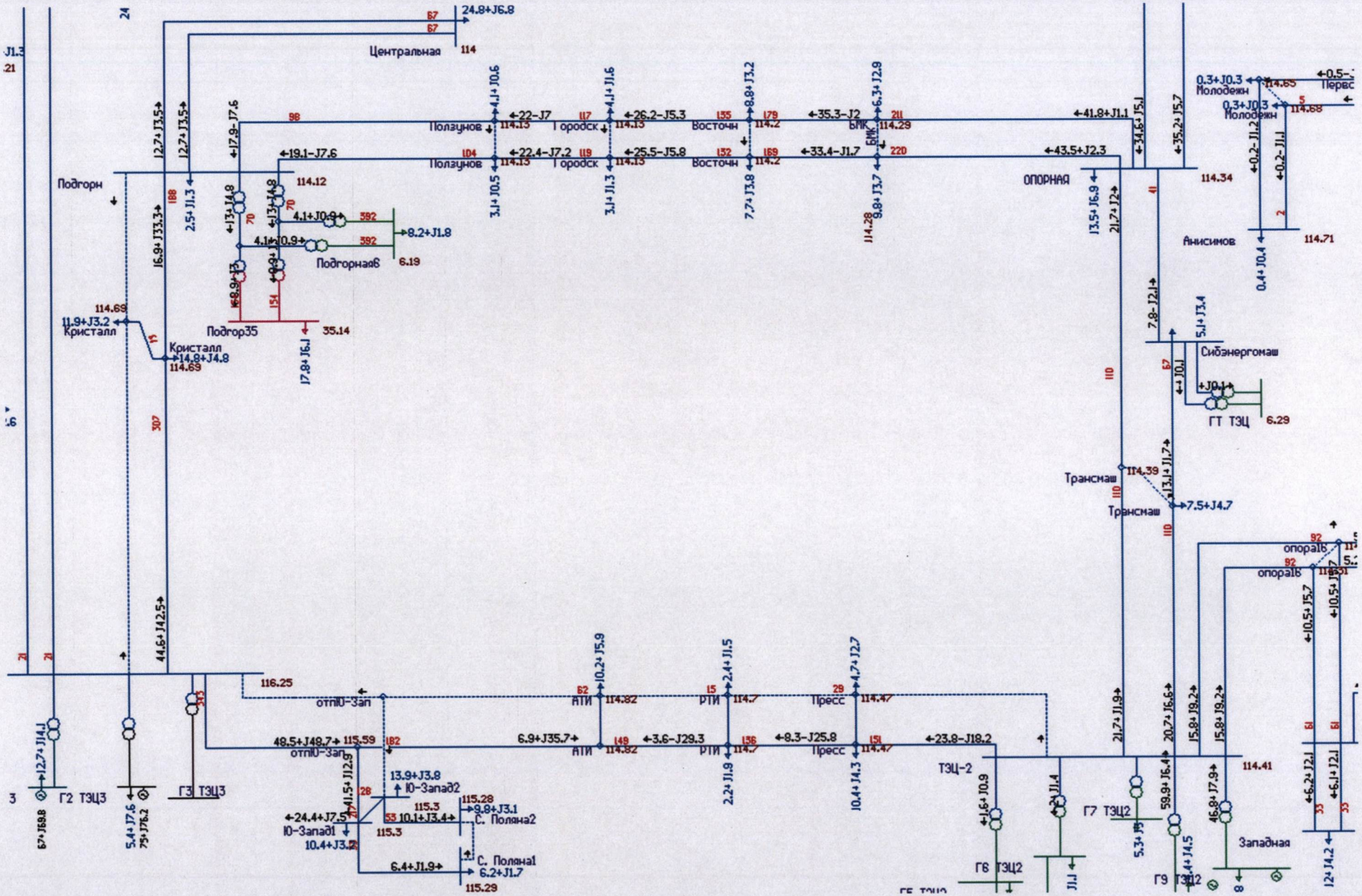


Рисунок 35. – Лето максимум 2023 год (t +30^0). Отключение ВЛ ТП-45 и КВЛ ТТ-121.

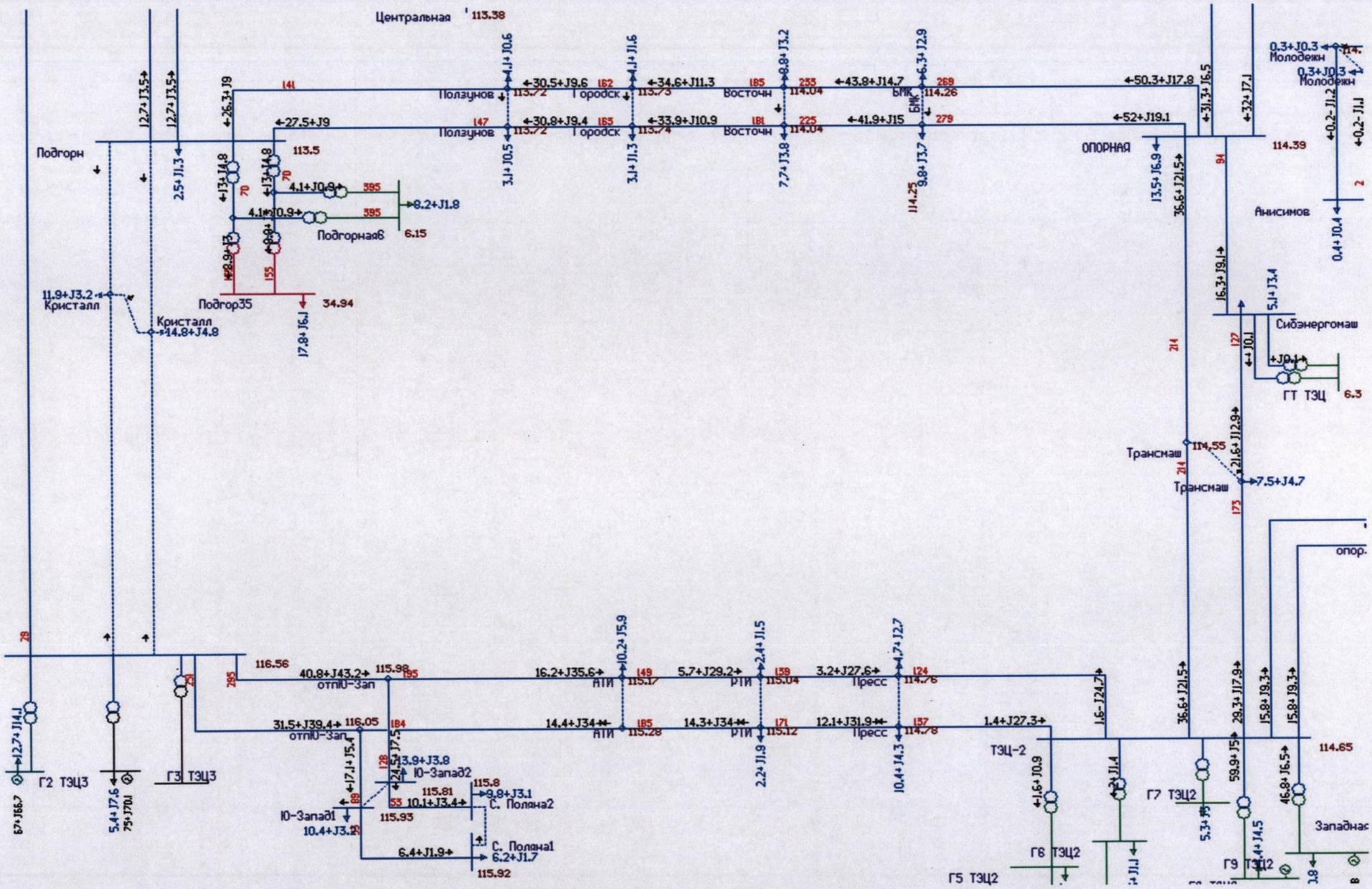


Рисунок 36. – Лето максимум 2023 год (t +30^0). Отключение ВЛ ТП-45 и ВЛ ТП-46.

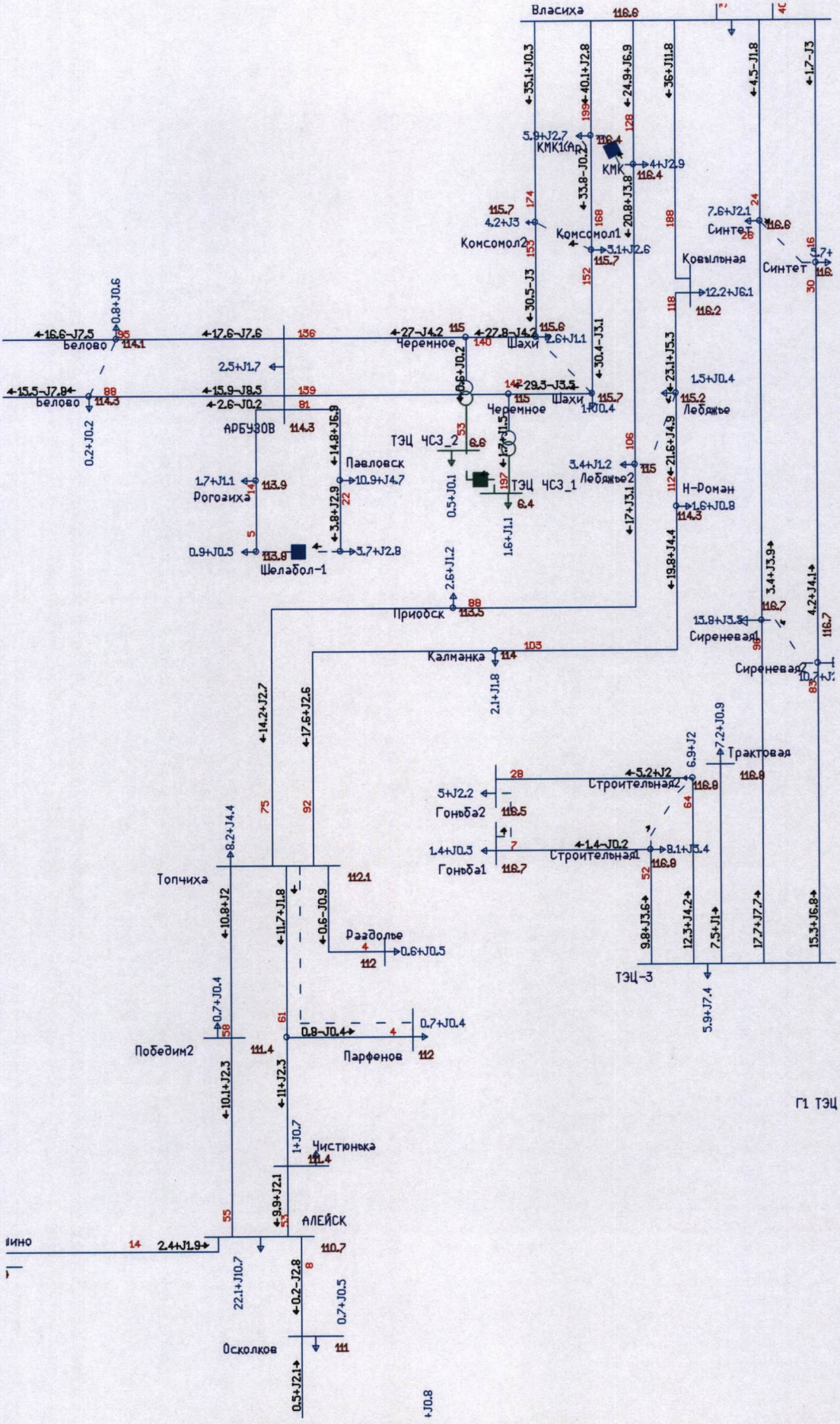


Рисунок 37 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Нормальный режим

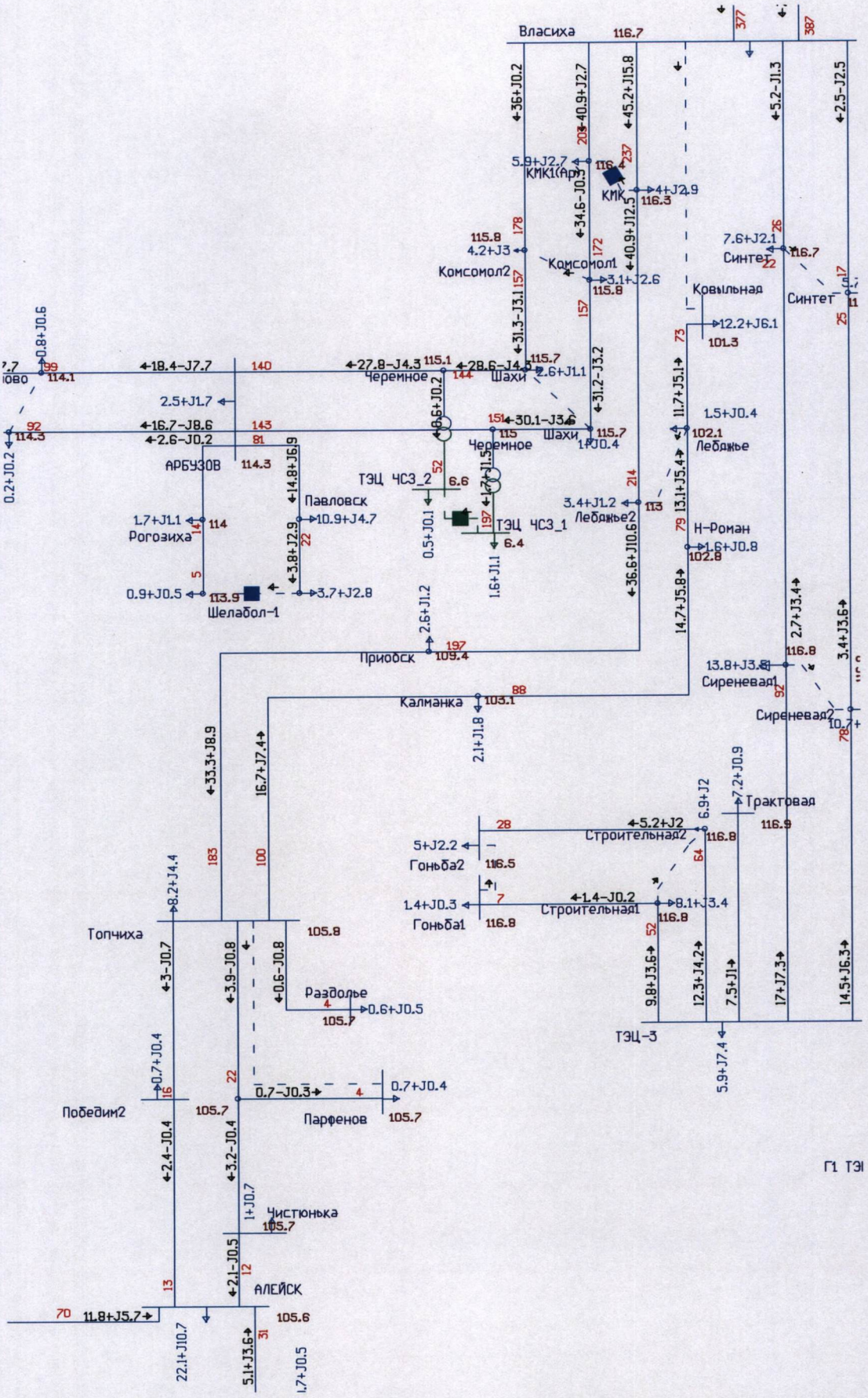


Рисунок 38 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Отключение КВЛ Власиха - Ковыльная

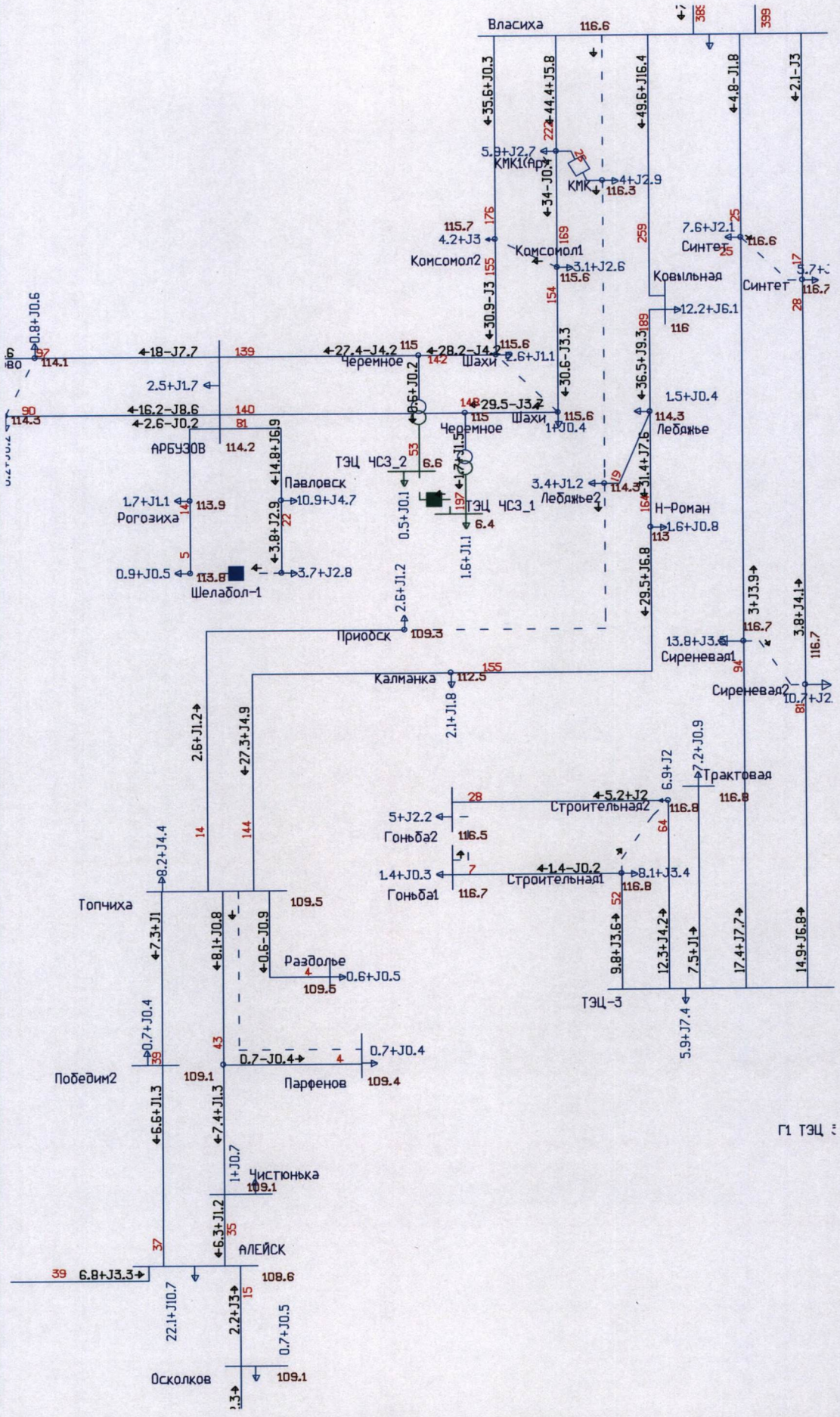


Рисунок 39 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Отключение КВЛ ВП-52

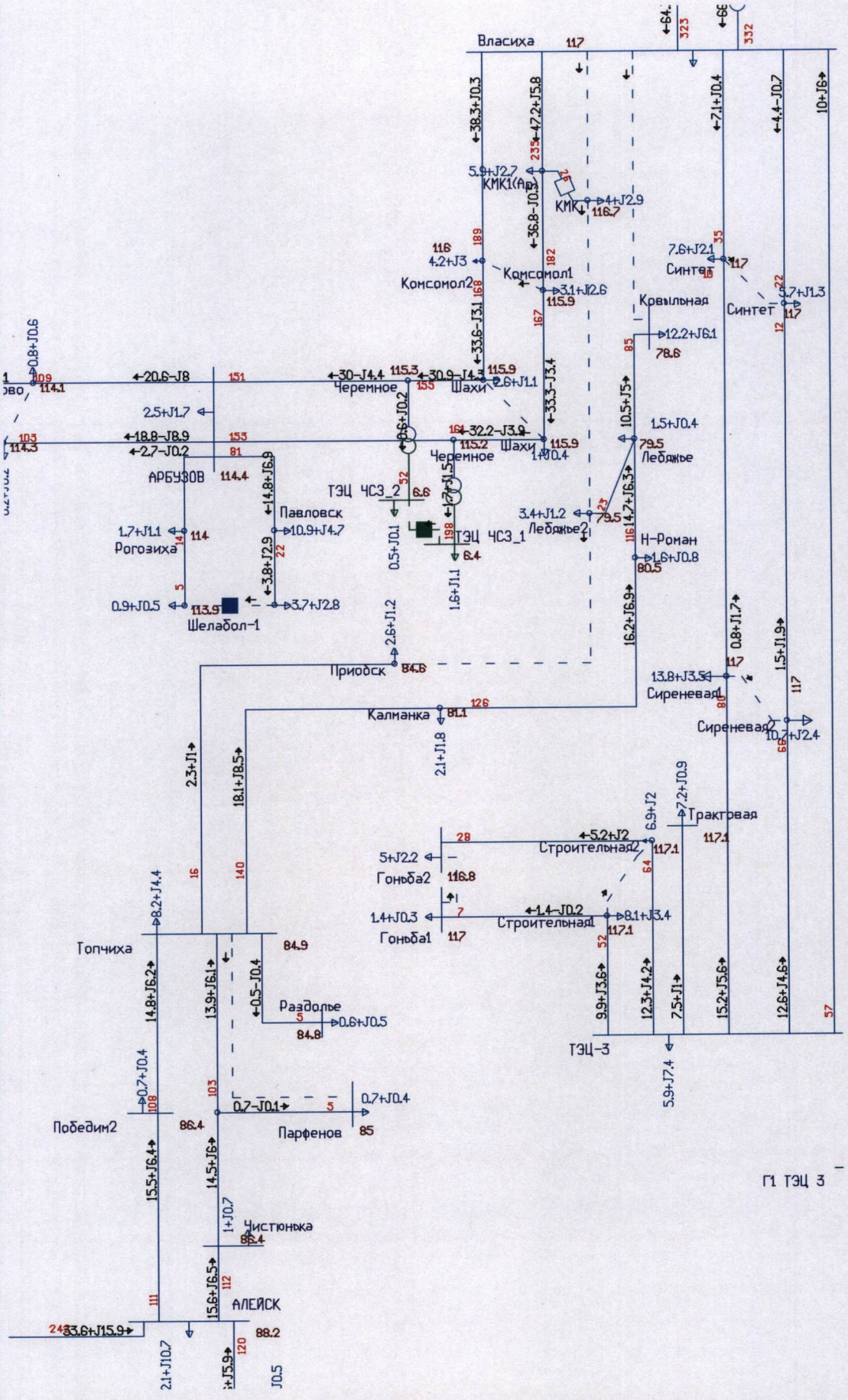


Рисунок 40 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Отключение КВЛ Власиха – Ковыльная и КВЛ ВП-52

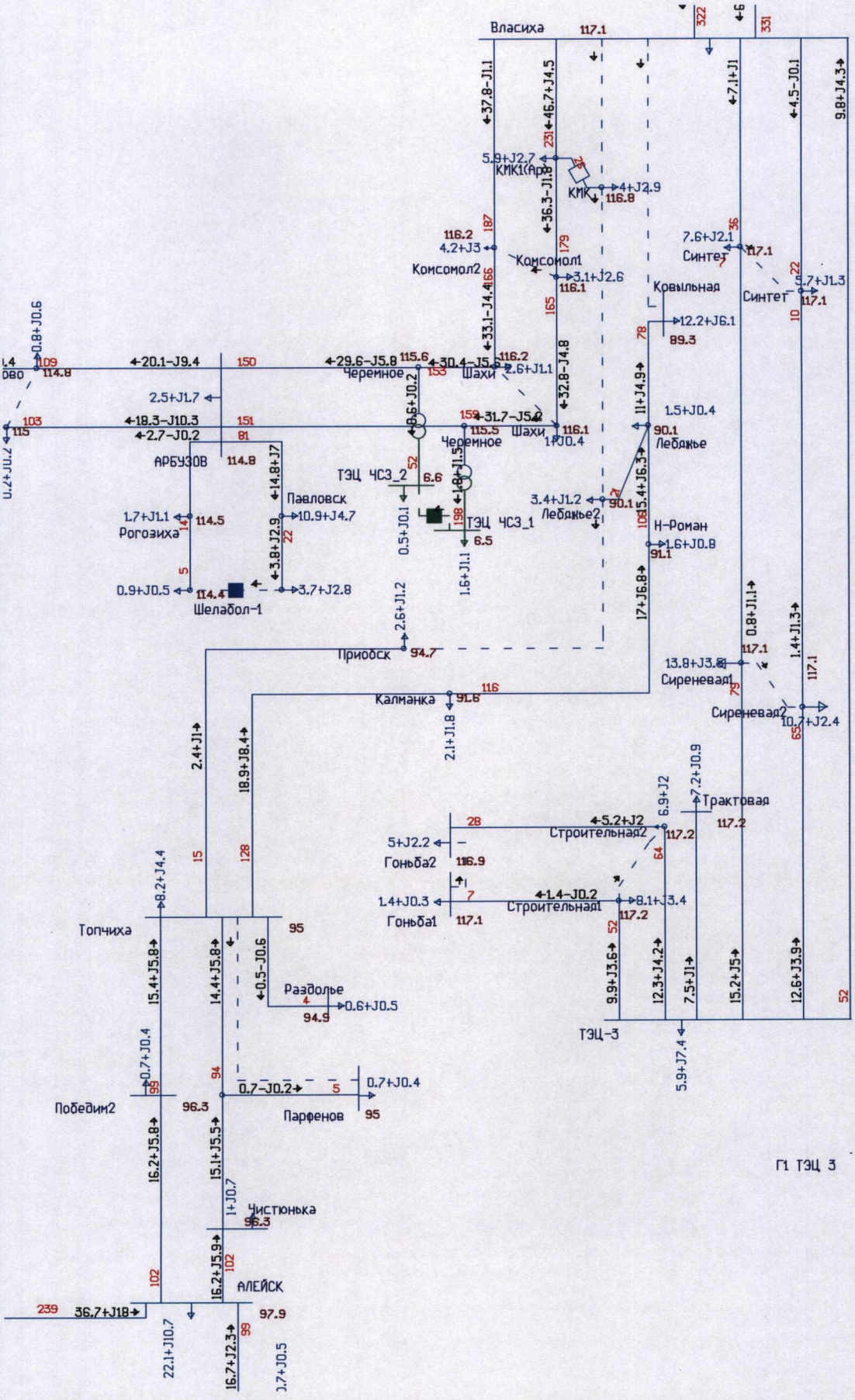


Рисунок 41 – Зимний максимум 2023 года (t-27,1^0). Отключение КВЛ Власиха – Ковыльная и КВЛ ВП-52 с применением схемно-режимных мероприятий

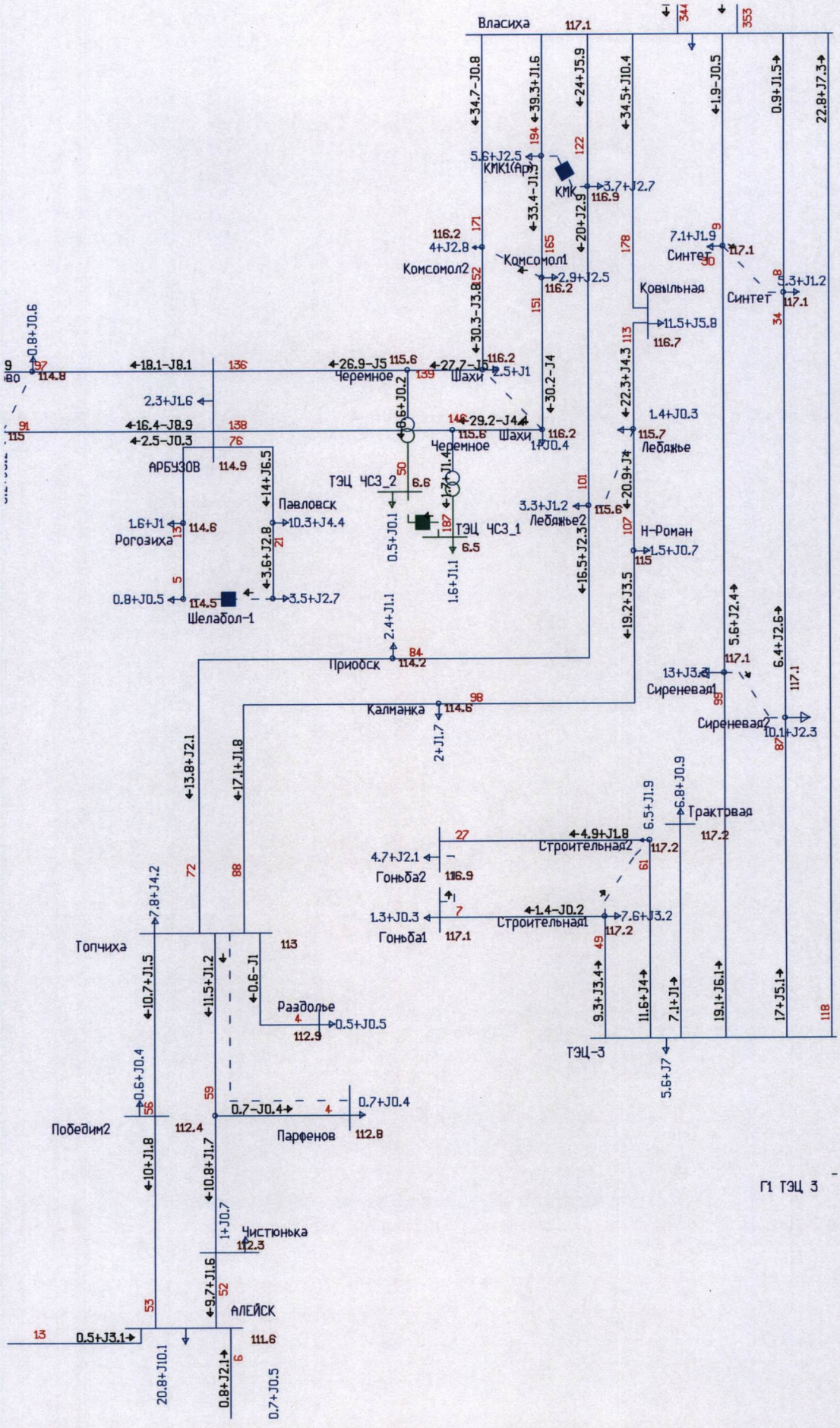


Рисунок 42 – Зимний максимум 2023 года (t-14^0). Нормальный режим

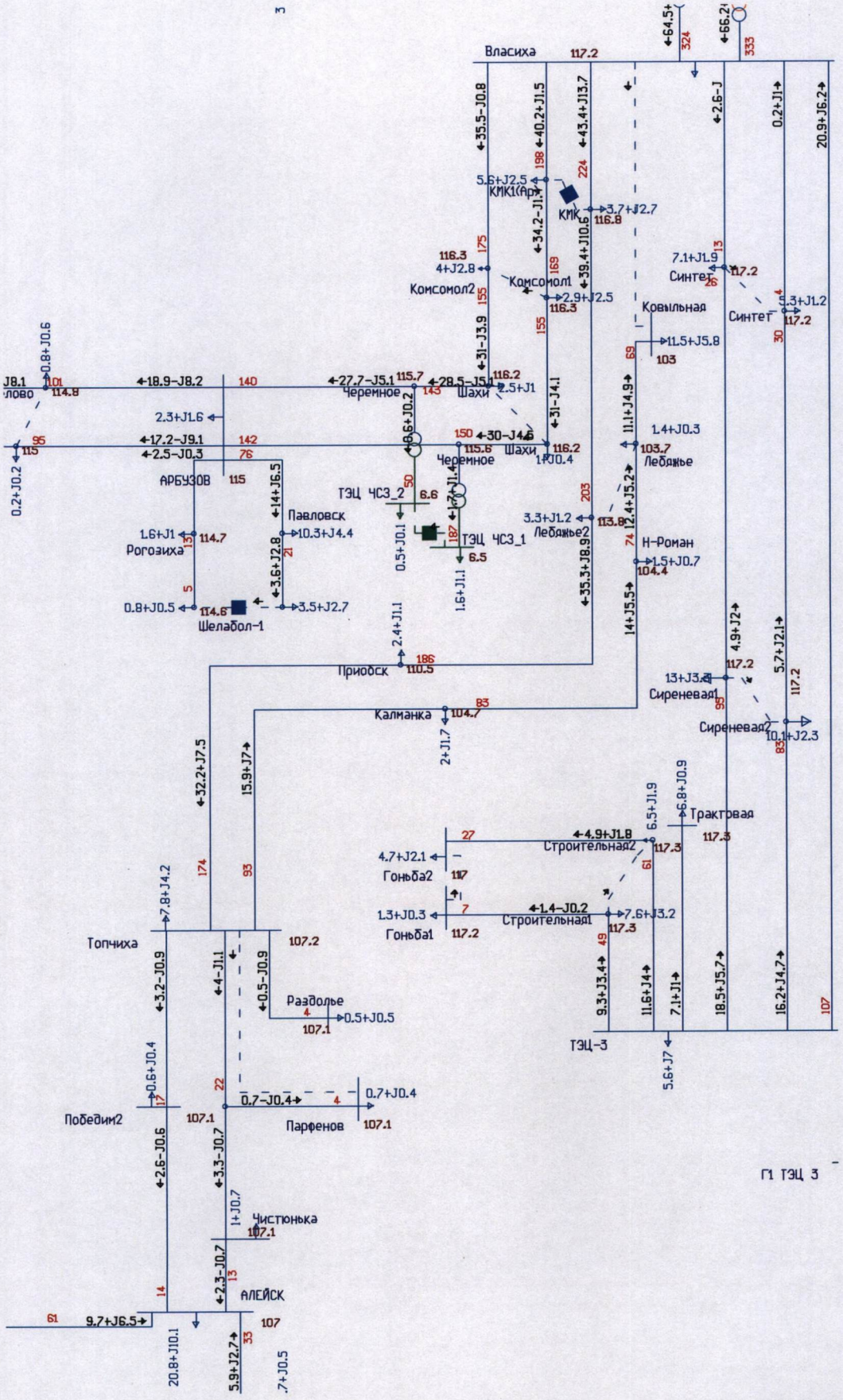


Рисунок 43 – Зимний максимум 2023 года (t-14^0). Отключение КВЛ Власиха – Ковыльная

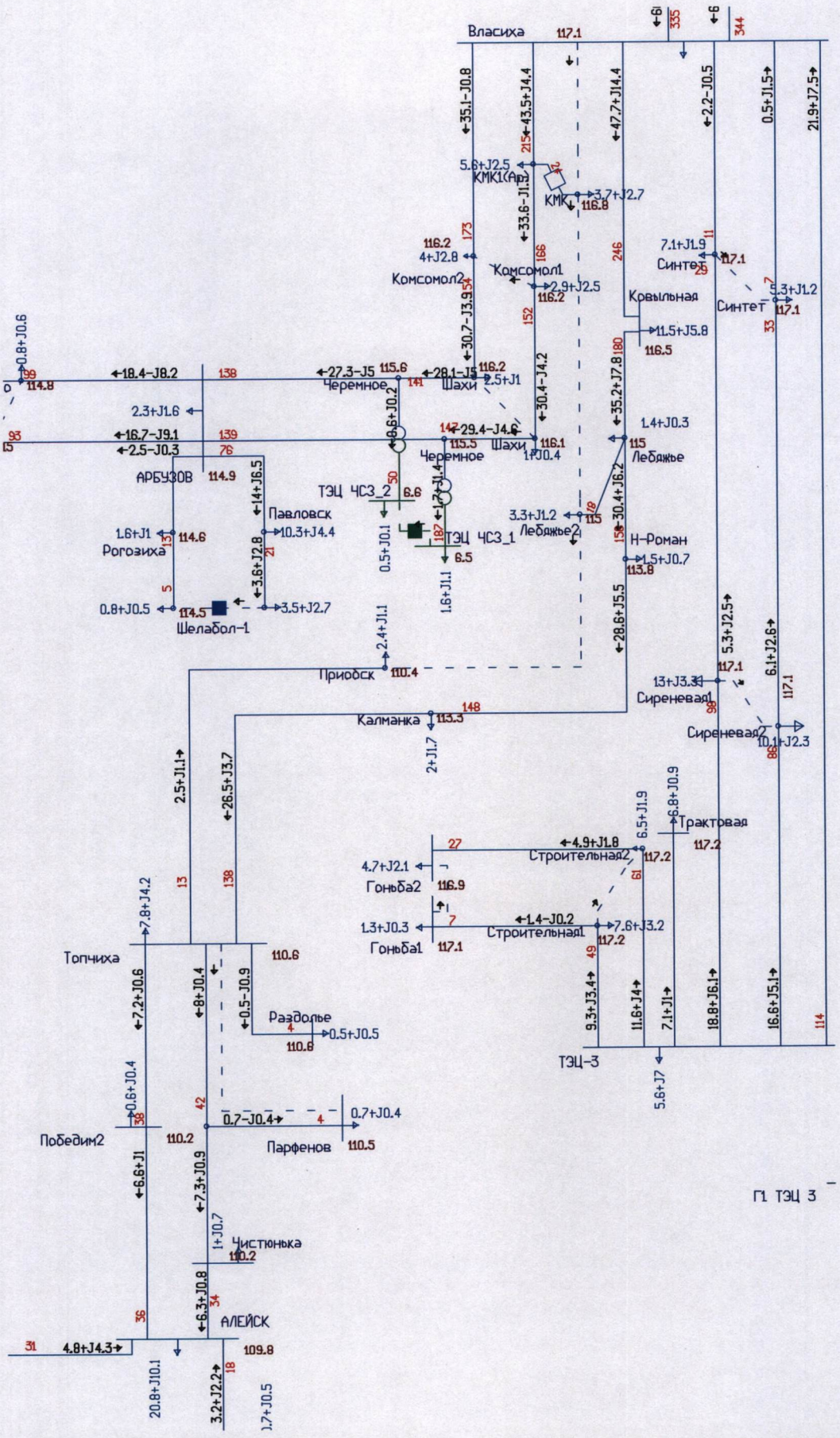


Рисунок 44 – Зимний максимум 2023 года (t-14^0).Отключение КВЛ ВП-52

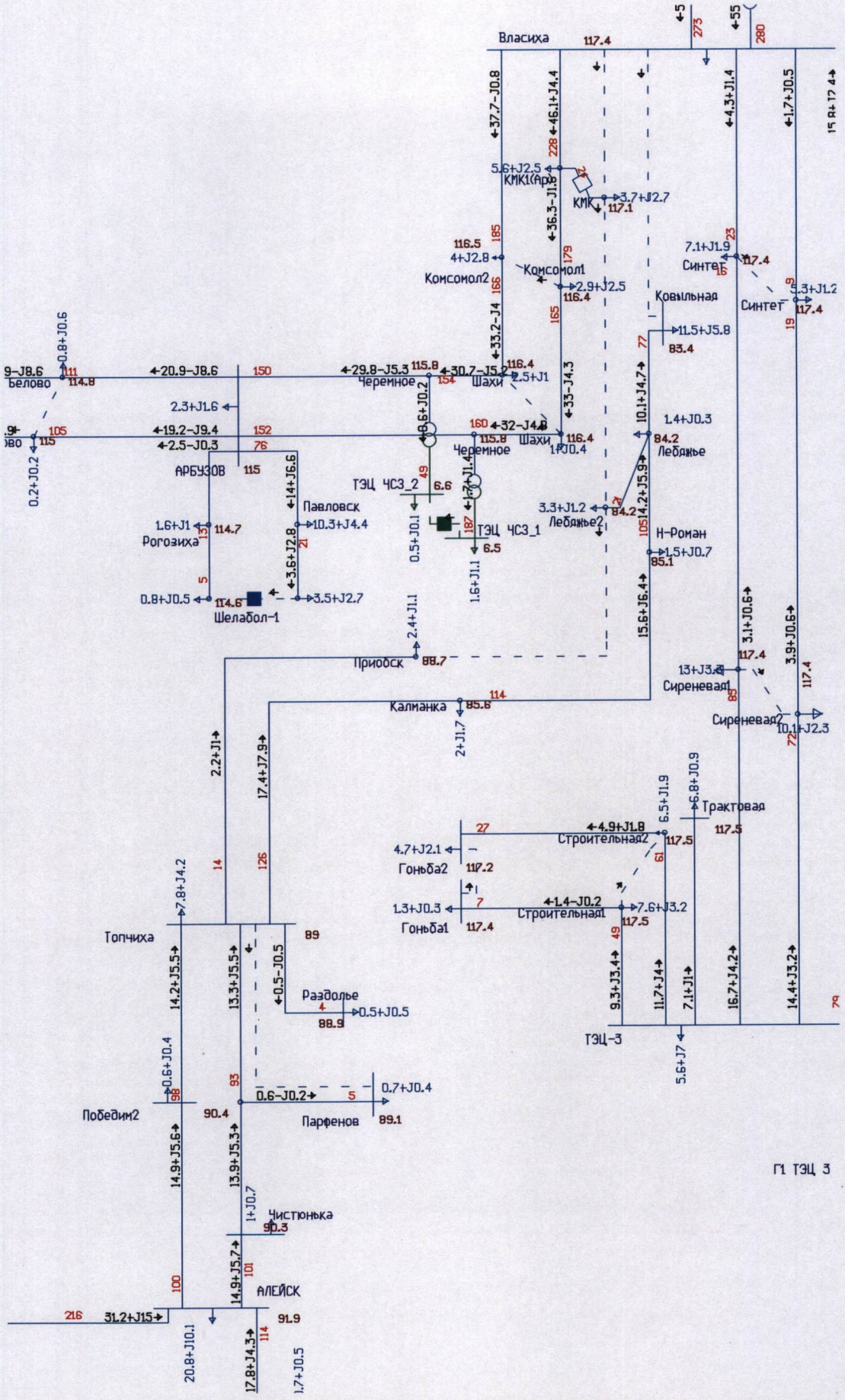


Рисунок 45 – Зимний максимум 2023 года (t-14^0). Отключение КВЛ Власиха – Ковыльная и КВЛ ВП-52

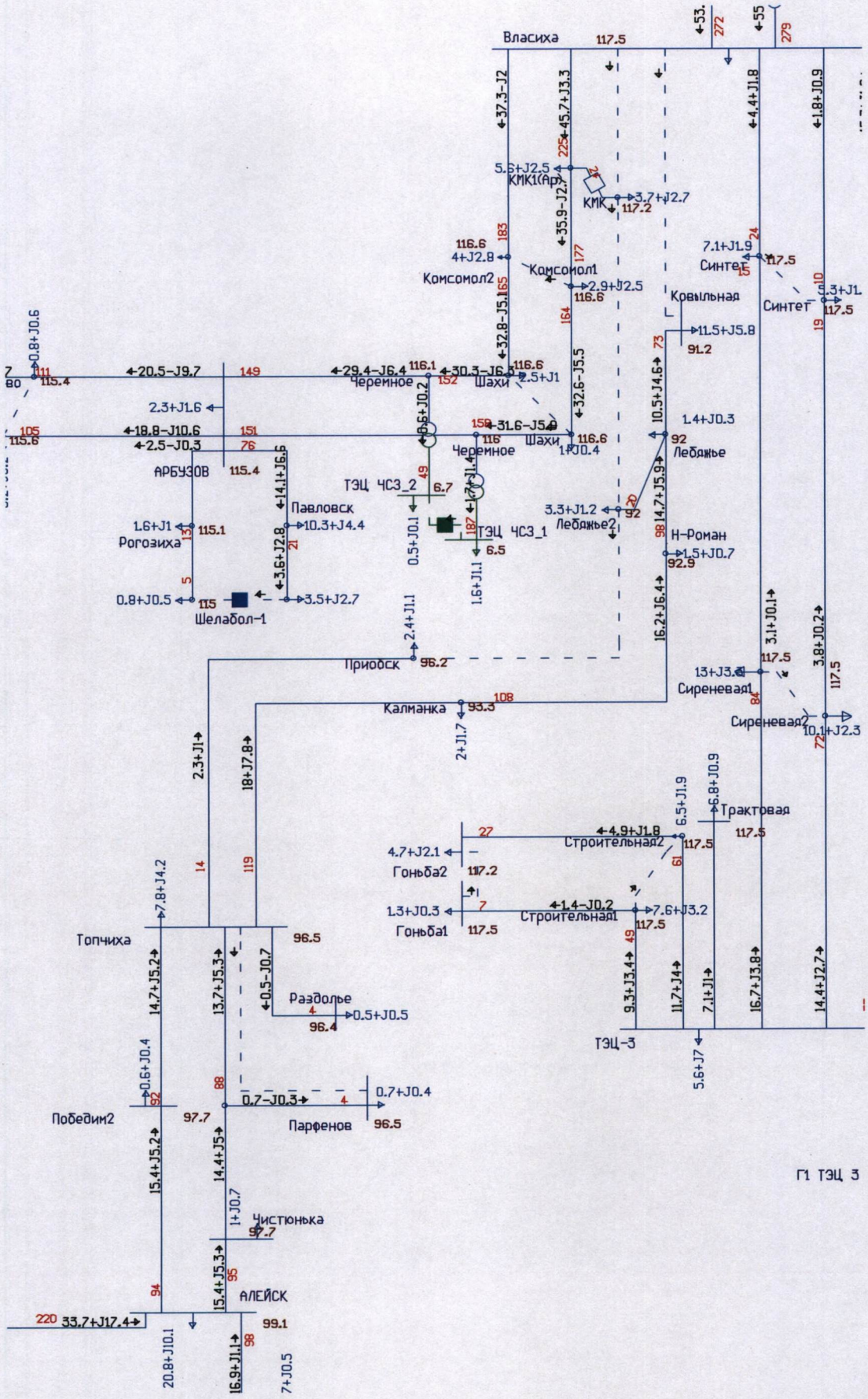


Рисунок 46 – Зимний максимум 2023 года (t-14^0). Отключение КВЛ Власиха – Ковыльная и КВЛ ВП-52 с применением схемно-режимных мероприятий