



УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА АЛТАЙСКОГО КРАЯ

**Об утверждении схемы и программы
«Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2021 – 2025 годы
и о внесении изменений в указ Губернатора Алтайского края
от 30.04.2019 № 72**

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

1. Утвердить схему и программу «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2021 – 2025 годы (приложение).

2. Внести в указ Губернатора Алтайского края от 30.04.2019 № 72 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы» следующие изменения:

в схеме и программе «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы, утвержденных данным указом:

в разделе V:

в абзаце первом пункта 5.5 слова «в таблице 58» заменить словами «в таблице 56»;

в абзаце первом после таблицы 63 слова «в таблице 65» заменить словами «в таблице 63»;

в абзаце втором подпункта 11 пункта 5.12 слова «на 2015 – 2020 годы» и «на 2014 – 2020 годы» исключить;

пункты 5.15 – 5.27 считать пунктами 5.14 – 5.26 соответственно.

3. Указ Губернатора Алтайского края от 30.04.2019 № 72 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы» признать утратившим силу.

4. Настоящий указ вступает в силу с 01.01.2021, за исключением пункта 2, который вступает в силу со дня его официального опубликования.

Губернатор Алтайского края

г. Барнаул

29 апреля 2020 года

№ 69



В.П. Томенко

ПРИЛОЖЕНИЕ

УТВЕРЖДЕНЫ

указом Губернатора

Алтайского края

от 29.04. 2020 № 69

ТОМ I

СХЕМА И ПРОГРАММА

«Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2021 – 2025 годы

I. Введение

Основанием для разработки схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2021 – 2025 годы (далее – СиПР Алтайского края на 2021-2025 годы) являются:

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

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

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

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

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».

Схема и программа включают обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края (в части Алтайского края) (далее – энергосистемы Алтайского края) для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на период до 2025 года с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспектив строительства электрогенерирующих мощностей энергосистемы, а также обоснование направлений развития генерирующих источников, в том числе источников когенерации.

Схема и программа сохраняют преемственность и взаимосвязь со следующими документами:

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.02.2019 № 174 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой

энергетической системы России на 2019 – 2025 годы»;

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

постановлением Администрации Алтайского края от 10.11.2008 № 474 «Об энергетической стратегии Алтайского края на период до 2020 года»;

указом Губернатора Алтайского края от 30.04.2019 № 72 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020– 2024 годы»;

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

схемой территориального планирования Барнаульской агломерации, утвержденной постановлением Администрации края от 26.11.2012 № 644;

документами территориального планирования муниципальных образований;

годовыми отчетами филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» ОДУ Сибири за 2018– 2019 годы.

Схема и программа «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2021 – 2025 годы разработаны в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, принятыми по итогам совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) от 09.11.2010 № АШ – 369 пр., и проектом типового макета схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, подготовленный Минэнерго России.

II. Общая характеристика региона

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

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

В структуре валового регионального продукта существенно преобладают доли промышленности, сельского хозяйства, торговли. Эти виды деятельности формируют около 52 % общего объема ВРП. Экономическому росту в крае способствуют благоприятный

предпринимательский климат и повышение деловой активности бизнеса, развитие общественной, транспортной и инженерной инфраструктуры.

Современная структура промышленного комплекса характеризуется высокой долей обрабатывающих производств (свыше 80 % в объеме отгруженных товаров). Ведущими видами экономической деятельности в промышленности являются производство пищевых продуктов, машиностроительной продукции (вагоно-, котло-, дизелестроение, сельхозмашиностроение, производство электрооборудования), кокса, резиновых и пластмассовых изделий, легкая промышленность, деревообработка, а также химическое производство. Развитию промышленности способствует не только инвестиционная деятельность предприятий, но и поддержка оказываемая государством как напрямую бизнесу (субсидирование затрат, льготное налогообложение, механизмы лизинга, фонд развития Алтайского края), так и косвенно, через развитие инфраструктуры (газификация, строительство дорожной сети, модернизация энергетики). В течение последних лет темпы развития промышленности региона опережают общероссийские: объем производства за 2006 - 2018 годы возрос в 1,7 раза (по России - в 1,2 раза). По итогам 2019 года индекс промышленного производства в Алтайском крае составил 101,2 % (по России – 102,4 %).

Алтайский край является крупнейшим производителем экологически чистого продовольствия в России. В крае произведены около 30 % общероссийского объема крупы, в том числе более 50 % крупы гречневой, более 55 % крупы овсяной; около 30% крупы перловой и ячневой; более 20 % продуктов зерновых для завтрака; около 15 % сыворотки сухой; более 11 % муки из зерновых и других растительных культур; около 13 % сыров, свыше 9 % макаронных изделий; около 8 % масла сливочного. Существенную долю край занимает в производстве продукции функционального назначения.

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

Несмотря на сложные природные климатические условия четвертый год подряд урожай зерновых в регионе составляет порядка 5 млн. тонн, сахарной свеклы – 1 млн. тонн.

По объему производства продуктов животноводства среди субъектов Российской Федерации Алтайский край традиционно занимает высокие позиции. Регион – один из крупнейших производителей качественной говядины в России, по объемам ее производства среди регионов он занимает третье место. В рейтинге субъектов Российской Федерации по поголовью крупного рогатого скота и коров во всех категориях хозяйств регион занимает по итогам 9 месяцев 2019 года четвертое место, по поголовью свиней – 16 место.

В структуре ВРП Алтайского края торговля формирует 14,1 % (по России - 16,9 %). По итогам января-ноября 2019 года оборот розничной

торговли в крае составил 320,3 млрд. рублей - это 5 место среди регионов СФО.

Алтайский край находится на пересечении трансконтинентальных транзитных грузовых и пассажирских потоков, в непосредственной близости к крупным сырьевым и перерабатывающим регионам. По территории региона проходят автомагистрали, соединяющие Россию с Монголией, Казахстаном, железная дорога, связывающая Среднюю Азию с Транссибирской магистралью, международные авиалинии. По территории края проходят федеральные трассы Р256 и А322. Суммарная длина автомобильных дорог общего пользования составляет 54,8 тыс. км, по этому показателю регион занимает 1-е место в Российской Федерации. Выгодное географическое положение Алтайского края и его высокая транспортная доступность открывают широкие возможности для установления прочных экономических и торговых связей межрегионального и международного уровней. Пассажирский транспорт общего пользования (автобусный) обслуживает 82,2 % всех населенных пунктов Алтайского края. Электротранспорт работает в городах Барнауле, Бийске и Рубцовске.

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

Регион имеет достаточно развитую сеть железных дорог. Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования на начало 2019 года составляла 1566 км. Преобладают магистрали федерального значения, используемые для межрегиональных и транзитных перевозок. Железнодорожное сообщение имеют более половины административных районов края.

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

Среднесибирский ход (граница Новосибирской области – ст. Камень-на-Оби – ст. Среднесибирская) – стратегическое грузовое направления Западно-Сибирской железной дороги, которое играет ключевую роль в транзитной перевозке грузов по территории Западной Сибири. Самые крупные железнодорожные станции региона: Алейская, Алтайская, Барнаул, Бийск, Рубцовск. В целом Алтайский регион Западно-Сибирской железной дороги включает 67 станций, расположенных на территории Алтайского края. Крупнейшей железнодорожной станцией Алтайского

региона является сортировочная станция Алтайская в г.Новоалтайске, перерабатывающая ежедневно свыше 4500 вагонов различных направлений.

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

Жилищный фонд за последнее пятилетие интенсивно развивался. Общая площадь жилых помещений в регионе на начало 2019 года составила 56,64 млн. кв. м, в том числе 30,4 млн. кв. м - городской жилищный фонд.

Алтайский край обладает существенным рекреационным потенциалом и входит в десятку туристически привлекательных регионов России. Туристско-экскурсионный поток по региону составляет порядка 2 млн. туристов. Развитие туристической сферы оказывает мультипликативный эффект на развитие пищевой и перерабатывающей промышленности, транспорта, сервисных услуг.

Богатое историко-культурное наследие в сочетании с благоприятным климатом юга Западной Сибири предоставляют возможность для развития разнообразных видов туризма и спортивно-развлекательного отдыха. Регион также обладает уникальными природными лечебными ресурсами, необходимыми для строительства санаторно-курортных комплексов, и является одним из крупнейших в России центров индустрии здоровья. Сеть туристических объектов представлена в 64 из 69 муниципальных образованиях региона, причем более половины его городов и районов являются зонами активного развития туризма, в трети территорий края гостевые дома оказывают услуги сельского туризма.

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

Таким образом, существуют все предпосылки для развития электроэнергетики на перспективу 2021 – 2025 годов.

III. Анализ существующего состояния электроэнергетики Алтайского края за 2015 – 2019 годы

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

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

Барнаулский;

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.

Барнаулский энергорайон

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

ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаулская № 1;

ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаулская № 2;

ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская;

ВЛ 500 кВ Новокузнецкая – Барнаулская.

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

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

Кулундинский энергорайон

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

Бийский энергорайон

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

Рубцовский энергорайон

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

ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская;

ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская;

ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская.

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

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

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

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

ВЛ 220 кВ Рубцовская – Горняк I цепь;

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

3.1.2. Генерирующие компании

Установленная мощность объектов генерации Алтайского края на конец 2019 года составляла 1556,509 МВт, а выработка электроэнергии – 61,7 % от общего потребления.

По состоянию на 31.12.2019 функционировали 22 крупных и средних предприятия по производству, передаче и распределению электроэнергии.

Основным производителем электрической и тепловой энергии в Алтайском крае является группа компаний управляемая ООО «Сибирская генерирующая компания» (далее – группа «СГК»), представленная следующими организациями: АО «Барнаульская генерация», АО «Барнаульская ТЭЦ – 3», АО «Барнаульская теплосетевая компания», АО «Барнаульская тепломагистральная компания», АО «Бийскэнерго», АО «Бийскэнерготеплотранзит», АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс». Суммарная установленная мощность объектов генерации этих обществ на 31.12.2019 составляла: электрическая – 1255,409 МВт, тепловая – 4427,3 Гкал/ч. Также группа «СГК» располагает генерирующими мощностями в Республиках Тыва и Хакасия, Красноярском крае, Кемеровской и Новосибирской областях.

В течение 2019 года, кроме группы «СГК» деятельность по производству электрической и тепловой энергии вели следующие предприятия: АО «Алтай-Кокс», МУП «Яровской теплоэлектрокомплекс» (далее – МУП «ЯТЭК»), ОАО «Кучуксульфат», АО «ГТ Энерго», ОАО «Черемновский сахарный завод», ООО «ЭнергоПромКапитал».

АО «Барнаульская генерация» (группа «СГК»)

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

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

Установленная мощность Барнаульской ТЭЦ-2 на 31.12.2019 составляла: электрическая – 300,509 МВт, тепловая – 1148,0 Гкал/ч. В качестве основного топлива используется каменный уголь. В 2002 году на природный газ был переведен котлоагрегат № 9.

АО «Барнаульская ТЭЦ – 3» (группа «СГК»)

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

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

Установленная мощность Барнаульской ТЭЦ-3 на 31.12.2019 составляла: электрическая – 445,0 МВт, тепловая – 1450,0 Гкал/ч. Станция работает на буром угле. На газ переведены четыре из семи водогрейных котла.

АО «Барнаульская теплосетевая компания» (группа «СГК»)

Организация находится в г. Барнауле. Основные виды деятельности:
передача и распределение тепловой энергии;
реализация тепловой энергии;
распределение воды.

АО «Барнаульская тепломагистральная компания» (группа «СГК»)

Организация находится в г. Барнауле. Основные виды деятельности:
производство тепловой энергии;
передача и распределение тепловой энергии;

распределение воды.

Генерирующим активом организации является РВК, которая снабжает горячей водой жилищно-коммунальный сектор г. Барнаула.

Установленная тепловая мощность РВК на 31.12.2019 составляла 500,0 Гкал/ч. Основные виды топлива: природный газ, мазут.

АО «Бийскэнерго» (группа «СГК»)

Организация находится в г. Бийске. Основной вид деятельности – производство электроэнергии и тепловой энергии тепловыми электростанциями. Генерирующим активом компании является Бийская ТЭЦ-1, расположенная в г. Бийске. Установленная мощность ТЭЦ на 31.12.2019 составляла: электрическая – 509,9 МВт, тепловая – 1089,0 Гкал/ч. В качестве топлива используется каменный уголь. ТЭЦ обеспечивает теплом и электроэнергией население и промышленные предприятия г. Бийска.

АО «Бийскэнерготеплотранзит» (группа «СГК»)

Организация находится в г. Бийске. Основные виды деятельности:
производство тепловой энергии;
передача и распределение тепловой энергии;
распределение воды.

АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» (группа «СГК»)

На основании постановления администрации г. Рубцовска от 10.08.2017 № 2506 АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации. Организация находится в г. Рубцовске. Основной вид деятельности – производство тепловой и электрической энергии. Основным активом общества является Южная тепловая станция. . Дата ввода в эксплуатацию Южной тепловой станции 01.01.2020. Установленная тепловая мощность станции составляет: 301,3 Гкал/ч., установленная электрическая мощность составляет 6 МВт.

АО «Алтай-Кокс»

Организация находится в г. Заринске, производит кокс и химическую продукцию, располагает собственной ТЭЦ, обеспечивающей потребности в электроэнергии и тепле предприятия, а также энергопотребителей г. Заринска.

Установленная мощность станции на 31.12.2019 составляла: 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.

МУП «Яровской теплоэлектрокомплекс»

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

Установленная мощность ТЭЦ на 31.12.2019 составляла: электрическая – 24,0 МВт, тепловая – 150,0 Гкал/ч. В качестве основного топлива на ТЭЦ используется каменный уголь Кузнецкого и Экибастузского бассейнов, в качестве растопочного топлива – мазут.

ОАО «Кучуксульфат»

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

Установленная мощность станции на 31.12.2019 составляла: электрическая – 18,0 МВт, тепловая – 201,0 Гкал/час. В качестве топлива на ТЭЦ используются уголь каменный, мазут топочный.

АО «ГТ Энерго»

Организация находится в г. Москве. Компания реализует проекты по строительству в Российской Федерации газотурбинных ТЭЦ. В г. Барнауле компания построила, и эксплуатирует ГТ ТЭЦ (далее – «Барнаульская ГТ ТЭЦ»). Установленная мощность станции на 31.12.2019 составляла: электрическая – 36,0 МВт, тепловая – 80,0 Гкал/ч. Основное топливо ТЭЦ – природный газ.

ОАО «Черемновский сахарный завод» (ДЗО ОАО «Южный Сахар – Холдинг», г. Краснодар)

Организация находится в с. Черемном Павловского района. Она осуществляет производство свекловичного сахарного песка, и располагает собственной ТЭЦ, которая обеспечивает электрической и тепловой энергией предприятие и потребителей с. Черемного.

Установленная мощность станции на 31.12.2019 составляла: электрическая – 7,5 МВт, тепловая – 78,0 Гкал/ч, в том числе турбоагрегатов – 56,0 Гкал/ч. Основное топливо ТЭЦ – природный газ.

ООО «ЭнергоПромКапитал»

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

Установленная мощность станции на 31.12.2019 составляла: электрическая – 15,6 МВт, тепловая – 0 Гкал/ч. Основное топливо – природный газ.

ЗАО «Теплоцентральный Белокуриха» (ДЗО ООО «Центргазсервис-опт», г. Москва - ДЗО ОАО «Росгазификация»)

Организация находится в г. Белокурихе. Основной вид деятельности - производство и сбыт тепловой энергии для обеспечения потребностей населения и организаций г. Белокурихи. В состав генерирующих мощностей компании входят две котельные - центральная котельная и котельная хозяйственной зоны. Установленная тепловая мощность на 31.12.2019 центральной котельной – 100,0 Гкал/ч, котельной хозяйственной зоны – 13,0 Гкал/ч. В качестве топлива используются уголь каменный, природный газ, дизельное топливо.

Кроме вышеперечисленных компаний генерирующими мощностями в Алтайском крае располагают: ЗАО «Бийский сахарный завод» (ТЭЦ с установленной электрической мощностью 2,5 МВт), ООО «Сибирский сахар» в г. Камне-на-Оби (ТЭЦ с установленной электрической мощностью 4,0 МВт). В настоящей схеме и программе генерирующие мощности этих организаций не рассматриваются и не учитываются.

3.1.3. Основные электросетевые компании

Основными электросетевыми компаниями, работающими в Алтайском крае, являются:

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

Филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Алтайэнерго» (далее по тексту Алтайэнерго);

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

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

ЗСП МЭС

В зону эксплуатационной ответственности филиала входят Алтайский край, Омская область и Новосибирской области. В регионе предприятие ведет деятельность по эксплуатации линий электропередач и ПС напряжением 110 – 1150 кВ, отнесенных к Единой национальной

электрической сети России.

Основные технические характеристики ВЛ ЗСП МЭС по территории Алтайского края на 01.01.2020:

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

ВЛ 1150 кВ – 504,4 км;

ВЛ 500 кВ – 829,6 км;

ВЛ 220 кВ – 1491,3 км;

ВЛ 110 кВ – 60,92 км;

ЛЭП 0,4-10 кВ – 15,2 км.

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

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

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

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

Алтайэнерго

Филиал осуществляет деятельность по транспортировке и распределению электрической энергии потребителям. В состав филиала входят 7 производственных отделений:

Белокурихинские электрические сети (г. Белокуриха);

Восточные электрические сети (г. Бийск);

Западные электрические сети (г. Рубцовск);

Кулундинские электрические сети (р.п. Кулунда);

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

Северо-Восточные электрические сети (г. Новоалтайск);

Центральные электрические сети (г. Барнаул).

Основные технические характеристики Алтайэнерго на 01.01.2020:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 55521,3 км, в том числе ВЛ (КВЛ) – 55213 км, КЛ – 308,3 км, включая:

ВЛ (КВЛ) 110 кВ – 7200,3 км;

ВЛ 35 кВ – 3823,7 км;

КЛ 35 кВ – 12,7 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 44189,4 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 295,2 км.

В эксплуатации Алтайэнерго находится 12129 ПС 0,4-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 6741,29 МВА, в том числе:

185 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 3944,5 МВА. По сравнению с 2018 годом произошло увеличение суммарной трансформаторной мощности на 10,1 МВА, это связано с изменением следующего оборудования: замена на ПС 110 кВ Николаевская Т-1 3,2 МВА на 2,5 МВА, замена на ПС 110 кВ Новоалтайская Т-1 25 МВА на 32 МВА, замена на ПС 110 кВ Новоромановская Т-1 2,5 МВА на

6,3 МВА;

138 ПС 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 845,4 МВА;

11806 ПС 0,4-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1951,39 МВА.

СК Алтайкрайэнерго

Организация осуществляет свою деятельность в 9 городах и 88 населенных пунктах Алтайского края. В состав компании входят 9 филиалов:

Алейские МЭС (г. Алейск);

Белокурихинские МЭС (г. Белокуриха);

Бийские МЭС (г. Бийск);

Змеиногорские МЭС (г. Змеиногорск);

Каменные МЭС (г. Камень-на-Оби);

Кулундинские МЭС (с. Кулунда);

Новоалтайские МЭС (г. Новоалтайск);

Рубцовские МЭС (г. Рубцовск);

Славгородские МЭС (г. Славгород).

Основные технические характеристики СК Алтайкрайэнерго на 01.01.2020:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 8908,6 км, в том числе:

ВЛ – 7434,7 км, КЛ – 1473,9 км, включая:

ВЛ 20-35 кВ – 59,8 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 7374,91 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 1473,9 км.

В эксплуатации СК Алтайкрайэнерго находится 3342 ПС 0,4-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1142,06 МВА, в том числе:

1 ПС 110 кВ трансформаторной мощностью 6,3 МВА;

5 ПС и 3 ТП-35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 57,2 МВА;

3333 РП/ТП 0,4-20 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1078,56 МВА.

БСК

Зона обслуживания организации – г. Барнаул и ряд пригородных поселков. В состав организации входят 3 сетевых района (1-й, 2-й и 3-й) и служба подстанций. Основные технические характеристики БСК на 01.01.2020:

протяженность ВЛ и КЛ напряжением 0,4 – 110 кВ по цепям составляет 3045,0 км, в том числе ВЛ 110 кВ – 2,5 км.

В эксплуатации находится оборудование общей трансформаторной мощностью 1084,3 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;

1149 комплектных трансформаторных ПС 0,4 – 6 – 10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 855,7 МВА.

Также деятельность по передаче электрической энергии в Алтайском крае осуществляют: филиал ОАО «РЖД» – Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению «Трансэнерго», ООО «Заринская сетевая компания», ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания», МУП «ЯТЭК».

филиал ОАО «РЖД» – Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению «Трансэнерго» эксплуатирует расположенные в Алтайском крае электросетевые объекты РЖД. Основные технические характеристики филиала на 01.01.2020:

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 филиала ОАО «РЖД» – Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению «Трансэнерго» находится оборудование общей трансформаторной мощностью 895,0 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;

342 ПС 04-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 83,3 МВА.

ООО «Заринская сетевая компания» обслуживает г. Заринск, г. Яровое, поселки Кытманово, Тогоул, Залесово, Тягун, Голуха, ст. Алаббай Заринского района, муниципальные сети г.Бийска, поселки Первомайского района и г.Новоалтайска. Основные технические характеристики ООО «Заринская сетевая компания» на 01.01.2020:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 1099,7 км, в том числе:

ВЛ – 852,2 км, КЛ – 247,5 км, включая:

ВЛ 35 кВ – 3,3 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 848,9 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 247,5 км.

В эксплуатации ООО «Заринская сетевая компания» находится оборудование общей трансформаторной мощностью 236,0 МВА, в том числе:

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

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

377 ПС 0,4-10 кВ суммарной трансформаторной мощностью 142,0 МВА.

ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания» оказывает услуги по передаче электрической энергии на территории г.Барнаула, г.Славгорода, Немецкого и Павловского районов Алтайского края.

Основные технические характеристики ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания» на 01.01.2020:

протяженность ЛЭП по цепям составляет 439,2 км, в том числе

ВЛ – 433 км, КЛ – 6,8 км, включая:

ВЛ 110 кВ – 23,2 км;

ВЛ 35 кВ – 28,0 км;

ВЛ 0,4-10 кВ – 381,2 км;

КЛ 0,4-10 кВ – 6,8 км.

В эксплуатации ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания» 169 ПС 0,4-110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 367,2 МВА, в том числе:

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

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

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

Кроме того, в крае эксплуатируют электрические сети другие организации различных форм собственности и ведомственной подчиненности:

филиал «Сибирский» ОАО «Оборонэнерго»;

МУМКП ЗАТО Сибирский;

ЗАО «Техническое обслуживание»;

ОАО «Бийское производственное объединение «Сибприбормаш»;

ООО «Энергия-Транзит»;

ООО «Регион-Энерго».

3.1.4. Сбытовые компании

В Алтайском крае на 01.01.2020 на оптовом и розничных рынках ведут деятельность 13 сбытовых компаний, 4 из которых являются гарантирующими поставщиками электрической энергии (далее – г/п), в том числе:

АО «Алтайэнергосбыт» – г/п;

АО «Барнаульская горэлектросеть» – г/п;

АО «Алтайкрайэнерго» – г/п;

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

ООО «Русэнергосбыт»;

АО «Система»;

ООО «МАРЭМ+»;

ООО «ЭСКК»;

АО «Мосэнергосбыт»;

ООО «ГлавЭнергоСбыт»;

ООО «МагнитЭнерго»;

ООО «РЭК»;

ООО «НОВИТЭН».

АО «Алтайэнергосбыт»

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

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

Организация является субъектом ОРЭМ.

АО «Барнаульская горэлектросеть»

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

АО «Алтайкрайэнерго»

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

Компания является субъектом ОРЭМ.

ООО «Заринская городская электрическая сеть»

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

3.1.5. Диспетчерское управление

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Алтайского края осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ.

3.2. Отчётная динамика потребления электроэнергии в Алтайском крае и структура электропотребления по основным группам потребителей за 2015 – 2019 годы

Общий объем электропотребления за 2019 год уменьшился по сравнению с 2015 годом на 0,7 % и составил 10067,8 млн. кВт·ч.

По данным Алтайкрайстата в 2015 – 2019 годах доминировали две основные группы потребителей: население, доля которого в общем электропотреблении в 2019 году составила 26,15 %, и обрабатывающие производства, доля которых в общем электропотреблении – 19,81 %.

Доля собственного электропотребления энергокомпаниями в Алтайском крае в 2019 году составила 13,1%, а потери в электросетях общего пользования – 3,22 %.

Таблица 1

Динамика электропотребления в Алтайском крае в 2015 – 2019 годах

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Электропотребление, млн. кВт·ч	10139,5	10295,8	10222,7	10248,5	10067,8
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	-231,1	156,3	-73,1	25,8	-180,7
Среднегодовые темпы прироста, %	-2,2	1,5	-0,7	0,3	-1,8

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

В 2019 году из 10067,8 млн. кВт·ч, потребленных в Алтайском крае конечными потребителями, 6973,29 млн. кВт·ч, то есть 69,3 %, было получено от трех энергосбытовых компаний, самая крупная из которых АО «Алтайэнергосбыт».

Таблица 2

Динамика покупки на ОРЭМ объемов электрической энергии и мощности в 2018 – 2019 годах энергосбытовыми компаниями, осуществляющими свою деятельность на территории Алтайского края (по данным энергосбытовых компаний)

Наименование покупателя	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч		Максимум потребления мощности, МВт	
		2018 год	2019 год	2018 год	2019 год
1	2	3	4	5	6
АО «Алтайэнергосбыт»	покупка и реализация электроэнергии	3783,84	3704,04	674,50	655,79
АО «Алтайкрайэнерго»	покупка и реализация электроэнергии	1769,51	1689,85	343,39	312,07
АО «Барнаульская горэлектросеть»	покупка и реализация электроэнергии	1578,81	1579,40	269,13	259,54
ООО «Энергосбытовая компания Кузбасса»	покупка и реализация электроэнергии	186,99	нет данных	нет данных	нет данных
ООО «МАРЭМ+»	покупка и реализация электроэнергии	106,88	нет данных	нет данных	нет данных
ООО «Заринская горэлектросеть»	покупка и реализация электроэнергии	124,14	119,15	18,41	17,78
АО «Система»	покупка и реализация электроэнергии	164,02	нет данных	нет данных	нет данных
АО «Мосэнергосбыт»	покупка и реализация электроэнергии	3,56	нет данных	нет данных	нет данных
ООО «Русэнергосбыт»	покупка и реализация электроэнергии	878,74	нет данных	142,38	нет данных
ООО ГлавЭнергоСбыт»	покупка и реализация электроэнергии	10,69	нет данных	1,85	нет данных
ООО «МагнитЭнерго»	покупка и реализация	0,76	нет данных	0,19	нет данных

1	2	3	4	5	6
	электроэнергии				
ООО «РЭК»	покупка и реализация электроэнергии	-	нет данных	-	нет данных
ООО «НОВИТЭН»	покупка и реализация электроэнергии	-	нет данных	-	нет данных

«-» - субъект отсутствовал на ОРЭМ

Среди конечных потребителей самым крупным потребителем электрической энергии в регионе является ЗСЖД – филиал ОАО «РЖД». К крупным потребителям электрической энергии относятся промышленные предприятия, имеющие собственные ТЭЦ, такие как АО «Алтай-Кокс», ОАО «Кучуксульфат», а также ряд других энергоемких предприятий, перечень которых указан в таблице 4.

Таблица 3

**Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Алтайском крае за последние 5 лет
(по данным компаний)**

Наименование потребителя	Годовое электропотребление, млн. кВт·ч					Максимум потребления мощности, МВт				
	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Всего по Алтайскому краю (по данным Новосибирского РДУ)	10139,5	10295,8	10222,7	10248,5	10067,8	1789,7	1780,3	1779,8	1808,2	1711,8
ЗСЖД – филиал ОАО «РЖД»	788,5	826,8	804,3	823,1	-	163,0	163,0	164,9	160,1	-
АО «Алтай-Кокс»	319,1	140,5	168,5	175,4	127,4	52,9	52,9	53,2	54,3	53,4
ОАО «Кучуксульфат»	53,2	61,4	58,2	58,7	33,9	7,1	7,0	6,6	6,7	6,5
ОАО ХК «Барнаульский станкостроительный завод»	37,6	17,2	15,3	13,9	-	11,2	3,5	4,1	3,9	-
ООО «Литейный завод»	9,3	9,9	9,8	9,8	-	1,5	1,6	1,6	1,6	-
ОАО «Авиапредприятие «Алтай»	5,6	4,6	5,1	5,0	-	1,3	0,6	0,6	0,6	-
ООО «Барнаульский водоканал»	27,5	21,7	21,7	22,8	20,96	2,3	2,7	2,0	2,8	2,8
МУП «Горэлектротранс» г. Барнаул	6,7	31,5	30,0	32,4	30,23	6,3	6,7	6,5	8,9	7,35
ОАО «Цемент»	46,5	35,4	22,3	19,3	-	5,2	8,7	8,6	7,4*	-
МУП «Водоканал» г. Бийск	19,5	18,4	19,1	19,7	18,75	1,3	1,3	2,3	2,3	2,3

Таблица 4

Перечень крупных потребителей электрической энергии в Алтайском крае в 2019 году (по данным компаний)

№ п/п	Наименование потребителя	Годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	Максимум потребления мощности(фактический), МВт
1	2	3	4
1	ООО «РН-Энерго»	297,37	26,5
2	ФКП «Бийский олеумный завод»	55,48	7,61
3	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны РФ	37,17	1,11
4	АО «Алтайский бройлер»	30,54	3,335
5	МУП «Горэлектротранс» г.Барнаула	30,23	7,35
6	ООО «Цемент Сибири»	29,3	8,114
7	АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»	29,14	6,22
8	АО «Барнаульская тепломагистральная компания»	25,03	5,23
9	ОАО «Барнаульский пивоваренный завод»	24,44	3,46
10	ООО «Экодомстрой»	22,15	3,97
11	АО Барнаульский меланжевый комбинат «Меланжист Алтай»	21,82	3,55
12	ООО «Барнаульский водоканал»	20,96	2,769
13	ООО «Благо-Барнаул»	19,049	2,496
14	МУП г.Бийска «Водоканал»	18,75	2,289
15	АО «Бийское производственное объединение "Сибприбормаш»	18,49	3,61
16	ООО «Барнаульский завод автоформованных термостойких изделий»	18,36	3,36
17	АО «Вимм-Билль-Данн»	17,99	2,42
18	ООО «УК Светлова»	16,45	1,304
19	ОАО «Индустриальный»	16,11	6,59
20	ЗАО «Эвалар»	15,28	2,58
21	ООО ТК «Толмачевский»	14,406	4,885
22	АО «Барнаульский молочный комбинат»	14	1,88
23	АО «Алтайский завод агрегатов»	13,59	3,46
24	ООО «Алтайхолод»	13,233	2,418
25	АО «Бийскэнерго»	13,03	4,43
26	ОАО ХК «БСЗ»	12,946	3,756

1	2	3	4
27	ООО «ТехСтрой»	12,59	2,83
28	АО «Барнаульский вагоноремонтный завод»	12,45	2,84
29	МУП «Рубцовский водоканал»	12,13	0,554
30	Муниципальное унитарное многоотраслевое коммунальное предприятие	12,02	0
31	ООО «Сибэнергомаш-БКЗ»	11,11	3,44
32	АО "Федеральный научно-производственный центр «Алтай»	10,76	2,34
33	ООО «Рубцовский ЛДК»	10,72	1,88
34	ООО «Алтай-Форест»	10,26	1,41
35	АО «Литком ЛДВ»	10,08	2,46
36	ООО «Мегалит»	8,506	1,192
37	МУП «Каменские теплосети»	8,02	1,453
38	ООО «Милан»	7,452	0,79
39	ООО «ПО "Усть-Калманский элеватор»	7,24	1,75
40	ОАО «Комбинат "Русский хлеб»	7,206	1,153
41	МУП «Водоканал» г.Бийск	7,07	0,805
42	ООО «Первый»	6,401	1,016
43	ООО «УК «ЖЭУ-2»	6,27	0,346
44	МУП г.Новоалтайска «НТС»	6,27	0,731
45	ОАО «Алттранс»	5,786	1,343
46	ООО «Холод»	4,429	1,512
47	ООО «ЖБИ Сибири»	4,114	1,041
48	ООО «Малл Инвест»	3,911	0,681
49	ООО «Орбита»	1,671	1,568

Таблица 5

Перечень основных перспективных потребителей (10 МВт и выше) электрической энергии в Алтайском крае на 2 года (на основе утвержденных ТУ на ТП)(по данным заявителей)

№ п/п	Наименование объекта присоединения	Наименование центра питания	Наименование заявителя	Суммарная мощность, МВт
1	2	3	4	5
1.	ТП 10 кВ (объекты ТРТ «Бирюзовая Катунь»)	ПС 110 кВ Бирюзовая Катунь	ОАО «Особые экономические зоны»	25,000
2.	ТП 10 кВ (объекты игровой зоны)	ПС 110 кВ Сибирская монета	Управление Алтайского края по развитию туристско-	24,000

1	2	3	4	5
			рекреационного и санаторно-курортного комплексов	
3.	ПС 110 кВ Белокуриха (для туристско-рекреационного субкластера «Белокуриха-2»)	ПС 110 кВ Смоленская	Администрация г. Белокуриха	10,000
4.	ПС 220 кВ Цемент	1. ПС 220 кВ Смазнево; 2. ПС 220 кВ Бачатская	ОАО «Цемент»	23,000
5.	ТП 10 кВ (Теплицы №2, №3, №6)	ПС 110 кВ Строительная	ОАО «Индустриальный»	30,000
6.	Производственные здания	ПС 110 кВ (Алтайский Химпром)	ОАО «Алтайхимпром»	10,000

3.4. Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края за 2015 – 2019 годы

Таблица 6

Динамика изменения собственного максимума потребления мощности Алтайского края за 2015 – 2019 годы

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Максимум потребления мощности, МВт	1789,7	1780,3	1779,8	1808,2	1711,8
Абсолютный прирост/снижение, МВт	-81,8	-9,4	-0,5	28,4	-96,4
Среднегодовые темпы роста/снижения, %	-4,4	-0,5	0,0	1,6	-5,3

В 2015 – 2019 годах максимум потребления мощности энергосистемы Алтайского края изменялся циклично. В 2019 году он был равен 1711,8 МВт.

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

Максимум потребления мощности, МВт

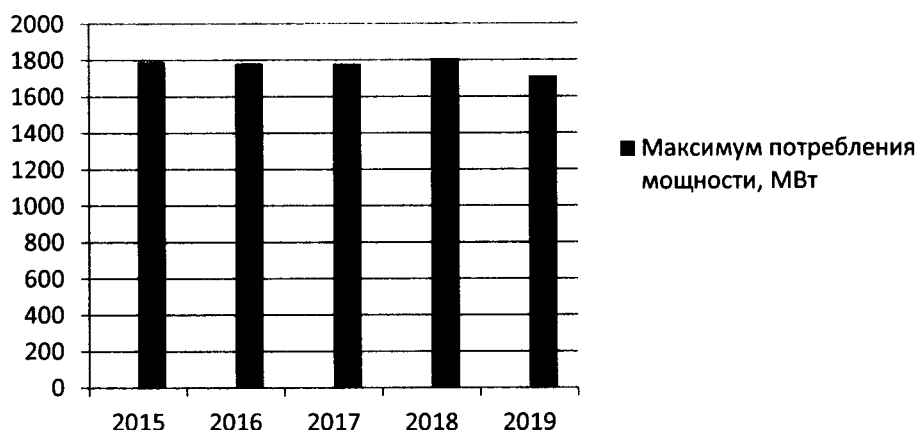


Рисунок 1.

Изменение максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края в 2015 – 2019 годах, 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 7

Динамика потребления тепловой энергии по системе централизованного теплоснабжения Алтайского края в 2015– 2019 годах
(по данным генерирующих компаний и МО)

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Выработано теплоэнергии, тыс. Гкал	11782,0	12104,1	10164,3	10626,1	9865,6
Потреблено теплоэнергии, тыс. Гкал	9657,0	9880,9	7852,0	7858,3	7873,0
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	-427,5	223,9	-2028,9	6,3	14,7
Среднегодовой темп прироста, %	-4,43	2,27	-20,5	0,08	-7,7
Потери теплоэнергии, тыс. Гкал	2125,0	2125,0	2312,3	2767,8	1992,6

Суммарная мощность источников теплоснабжения в регионе на конец 2018 года составляла 6252,01 Гкал/ч, на конец 2019 года осталась неизменной.

Количество источников теплоснабжения на конец 2019 года составило 2112 единиц, в том числе мощностью до 3 Гкал/ч – 1897 единиц, от 3 до 20 Гкал/ч – 192 единицы, от 20 до 100 Гкал/ч – 14 единиц, в том числе 6 ТЭЦ.

Таблица 8

**Структура отпуска тепловой энергии электростанциями и котельными
генерирующими компаний Алтайского края за 2019 год
(по данным генерирующих компаний)**

Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Вид топлива
1	2	3
ТЭС энергокомпаний		
Всего от ТЭС, в том числе:	7609,8	
Барнаульская ТЭЦ-2, АО «Барнаульская генерация»	2106,3	уголь, мазут, газ
Барнаульская ТЭЦ-3, АО «Барнаульская ТЭЦ-3»	2788,4	уголь бурый, мазут, газ
Бийская ТЭЦ-1, АО «Бийскэнерго»	1799,0	уголь, мазут
Барнаульская ГТ ТЭЦ, АО «ГТ Энерго»	0,0	газ
Белокурихинская ГП ТЭС, ООО «ЭнергоПромКапитал»	0,0	газ
ТЭЦ г. Яровое, МУП «ЯТЭК»	173,6	мазут, уголь
ЮТС «Руб ТЭК»	742,5	уголь
Котельные		
Всего от котельных, в том числе:	984,2	
котельные г. Барнаула, в том числе:	332,9	газ, уголь
Котельные единых теплоснабжающих организаций	162,1	газ, уголь
Муниципальные котельные	170,8	
Котельные г. Алейска	39,3	уголь
Котельные г. Белокуриха, в том числе:	119,07	
котельная АО «Теплоцентральный Белокуриха»	119,07	природный газ, дизельное топливо, уголь
Котельные г. Бийска, в том числе:	107,3	уголь, мазут
муниципальные котельные, арендуемые ООО «Теплоэнергогаз»	107,3	уголь, мазут
Котельные г. Заринска, в том числе	16,3	
муниципальные котельные г.Заринска, арендуемые ООО «Жилищно-коммунальное управление»	11,2	уголь
ГУП ДХ АК «Северо-Восточное ДСУ» «филиал Заринский»	4,5	уголь
МУП «Коммунальное хозяйство»	0,6	уголь
Котельные г. Новоалтайска, в том числе	192,93	газ, уголь
муниципальные котельные, арендуемые МУП «Новоалтайские тепловые сети»	192,93	газ, уголь

1	2	3
Котельные г. Рубцовска	742,5	уголь, мазут
Котельные г. Славгорода	145,7	уголь
Котельные ООО «АТССлавгород»	145,7	уголь
Котельные ЗАТО Сибирский	70,0	газ
Электростанции предприятий		
Всего от электростанций, в том числе	1271,6	
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	840,2	газ коксовый, мазут, горючая смесь
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	431,4	мазут, уголь

Таблица 9

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

тыс. Гкал

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6
г. Барнаул					
Потребление теплоэнергии	5344,5	5344,5	5167,0	4181,0	4095,1
Источники тепловой энергии, в том числе	5344,5	5344,5	5167,0	4181,0	4095,1
ТЭЦ, в том числе	4912,6	4912,6	4753,8	3938,2	3858,8
энергокомпаний	4912,6	4912,6	4753,8	3938,2	3858,8
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0
муниципальные котельные	431,9	431,9	407,2	242,7	230,3
котельная генерирующей компании	6,0	6,0	6,0	6,0	6
г. Алейск					
Потребление теплоэнергии	67,4	67,4	65,3	59,6	58,5
Источники тепловой энергии, в том числе	67,4	67,4	65,3	59,6	58,5
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0
муниципальные котельные	52,4	52,4	50,3	44,6	43,5
прочие источники (ведомственные котельные)	15,0	15,0	15,0	15,0	15
г. Белокуриха					
Потребление теплоэнергии	135,5	137,8	133,3	145,0	143,9
Источники тепловой энергии, в том числе	135,5	137,8	133,3	145,0	143,9
ТЭЦ, в том числе	0,0	0,0	0,0	0,0	0
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0
котельная	135,5	137,8	133,3	145,0	143,9
прочие источники (ведомственные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0

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

1	2	3	4	5	6
муниципальные котельные, в т.ч.	20,8	20,8	19,2	20,8	20
тепловая станция	115,9	115,9	116,4	572,66	572,9
г. Славгород					
Потребление теплоэнергии	120,6	120,6	107,8	109,5	103,1
Источники тепловой энергии, в том числе	120,6	120,6	107,8	109,5	103,1
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0
котельные	120,6	120,6	107,8	78,9	72,5
г. Яровое					
Потребление теплоэнергии	239,2	245,4	252,1	250,5	256,9
Источники тепловой энергии, в том числе	239,2	245,4	252,1	250,5	256,9
ТЭЦ, в том числе	239,2	245,4	252,1	250,5	256,9
энергокомпаний	239,2	245,4	252,1	250,5	256,9
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0
котельные					
прочие источники (ведомственные котельные)	0,0	0,0	0,0	0,0	0
ЗАТО Сибирский					
Потребление теплоэнергии	102,7	102,7	89,8	78,9	72,4
Источники тепловой энергии, в том числе	102,7	102,7	89,8	78,9	72,4
ТЭЦ, в том числе					
энергокомпаний	0,0	0,0	0,0	0,0	0
промышленных предприятий	0,0	0,0	0,0	0,0	0
котельные	102,7	102,7	89,8	78,9	72,4

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», ФКП «Бийский олеумный завод» и ОАО «Черемновский сахарный завод».

Таблица 10

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в 2019 году

Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Источник покрытия тепловой нагрузки	Параметры пара	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
АО «БийскЭнергоТепло-Транзит», г. Бийск	оказание услуг по передаче тепловой энергии	Бийская ТЭЦ-1	-	510,83
АО «Алтай-Кокс», г. Заринск	производство кокса и химической продукции	собственная ТЭЦ	$P_o = 10$ кгс/см ² , $T_o = 250$ °C	359,88
ОАО «Кучуксульфат», р. п. Степное озеро Благовещенского района	производство химической продукции	собственная ТЭЦ	$P_o = 40$ кгс/см ² , $T_o = 440$ °C	15,70

Таблица 11

Характеристика систем централизованного теплоснабжения городов Алтайского края в 2019 году

Наименование города	Наименование теплоисточника	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
1	2	3
г. Алейск	котельные	29,54
г. Барнаул	Барнаульская ТЭЦ-2	884,9
	Барнаульская ТЭЦ-3	1033,3
	РВК	119,4
	Барнаульская ГТ ТЭЦ	0,0
	котельные	76,74
г. Белокуриха	котельные	50,335
	Белокурихинская ГП ТЭС	0,0
г. Бийск	Бийская ТЭЦ-1	631,9
	котельные	48,59
г. Заринск	ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	375,7
	котельные	5,015
г. Камень-на-Оби	котельные	69,58
г. Новоалтайск	котельные	96,2
г. Рубцовск	ЮТС АО «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»	270,3
	котельные	12,93
г. Славгород	котельные	77,56
ЗАО Сибирский	котельная	32,47
г. Яровое	ТЭЦ г. Яровое МУП «ЯТЭК»	65,6

3.7. Структура установленной электрической мощности на территории Алтайского края

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

Таблица 12

Структура установленной мощности на территории Алтайского края по состоянию на 31.12.2019

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
ВСЕГО	1556,509	100,0
в том числе		
АЭС	0,0	0,0
ТЭС	1556,509	100,0
в том числе		
КЭС	0,0	0,0
из них ПГУ	0,0	0,0
ТЭЦ	1504,909	96,7
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	51,6	3,3
ГЭС	0,0	0,0
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии	0,0	0,0
в том числе	0,0	0,0
ветровые ЭС	0,0	0,0
мини-ГЭС	0,0	0,0
гео ТЭС	0,0	0,0
солнечные ЭС	0,0	0,0
Прочие	0,0	0,0

Суммарная установленная мощность электростанций Алтайского края по состоянию на 31.12.2019 в зоне централизованного электроснабжения составляла 1556,509 МВт.

Установленная электрическая мощность Барнаульской ТЭЦ-2 на 31.12.2018 составила 275 МВт. С 01.01.2018 произведена перемаркировка ТГ-8 Бийской ТЭЦ-1 с увеличением на 4,9 МВт (установленная мощность ТГ-8 – 114,9 МВт).

С 2018 года в энергосистеме Алтайского края была выведена из эксплуатации Рубцовская ТЭЦ с полным составом котельного и

генерирующего оборудования.

В 2019 году с 01.05.2019 произведена перемаркировка ТГ-7 Барнаульской ТЭЦ-2 с увеличением на 25,509 МВт. С 01.01.2020 введена Южная тепловая станция установленной мощностью 6 МВт (ТГ-1 Р-6-1,3/0,12) и произведена перемаркировка ТГ-4 Бийской ТЭЦ-1 с увеличением установленной мощности на 10 МВт (установленная мощность ТГ-4 60 МВт).

Таблица 13

Структура установленной электрической мощности на 31.12.2019 на территории Алтайского края с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2019 году
(по данным генерирующих компаний)

МВт

Наименование электростанции	Установленная мощность на 31.12.2019	Ввод мощности в 2019 году	Реконструкция мощности в 2019 году	Перемаркировка в 2019 году	Демонтаж мощности в 2019 году	Вывод мощности из консервации в 2019 году	Ограничение мощности на 31.12.2019	Располагаемая мощность на 31.12.2019
Всего, в том числе	1556,509	0,0	0,0	25,509	0,0	0,0	0,509	1556,0
Барнаульская ТЭЦ-2	300,509	0,0	0,0	25,509	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	509,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	509,9
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

На конец 2019 года основной проблемой существующих электростанций оставалось старение энергетического оборудования. К 2019 году возраст 30 и более лет имеет оборудование суммарной установленной мощностью 886,0 МВт, что составляет 56,9 % от установленной мощности электростанций энергосистемы Алтайского края. На ТЭЦ Барнаульского и Бийского энергорайонов работает оборудование, произведенное еще в середине 20-го века.

Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Бийская ТЭЦ-1, Южная тепловая станция находятся под управлением ООО «СГК», их суммарная доля составляет 80,7 % от суммарной установленной мощности электростанций функционирующих на территории Алтайского края. ТЭЦ АО «Алтай-Кокс» принадлежит ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»), ее доля от суммарной установленной мощности электростанций функционирующих на территории Алтайского края составляет 12,8 %. Доля ТЭЦ иных собственников и ТЭЦ промышленных предприятий составляет 6,5 %.

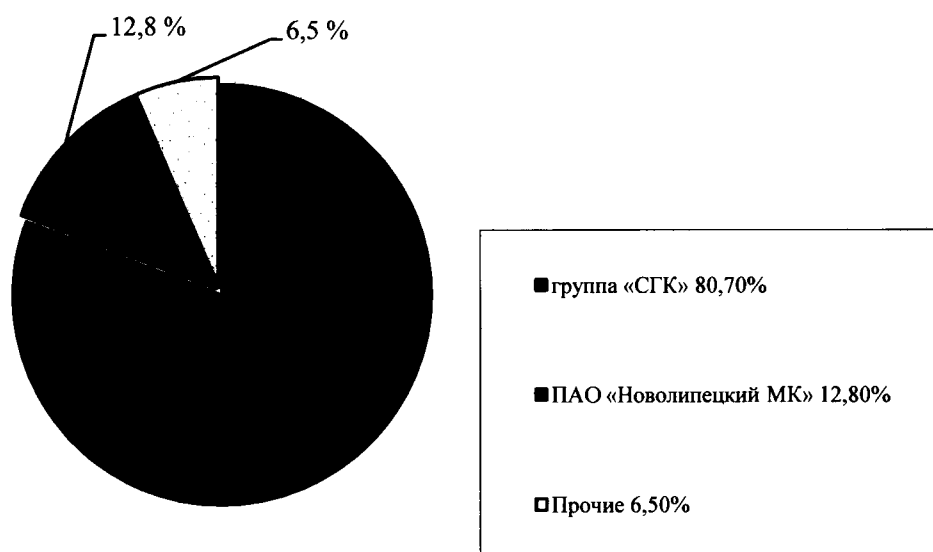


Рисунок 2. Структура установленной мощности по видам собственности

Таблица 14

**Состав (перечень) электростанций мощностью 5 МВт и выше в Алтайском крае по состоянию на 31.12.2019
(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						1255,409	4181,0
в том числе: Барнаульская ТЭЦ-2 АО «Барнаульская генерация»		5 паровых турбин и 12 паровых котлов		каменный уголь марки Д, природный газ, растопочно е 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	139,0
	ТГ 07	паровая турбина Р-50-130-1	1967			50,509	165,0
	ТГ 08	паровая турбина Т 65-130-2М	2014			65,0	103,0
	ТГ 09	паровая турбина Т 65-130-2М	2014			65,0	103,0
	КП 06	котел паровой БКЗ 210-140Ф	1961	уголь		-	126,0

1	2	3	4	5	6	7	8
	КП 07	котел паровой БКЗ 210-140Ф	1962	уголь		-	126,0
	КП 09	котел паровой БКЗ 210-140Ф	1964	газ		-	126,0
	КП 10	котел паровой БКЗ 220-140Ф	1967	уголь		-	132,0
	КП 11	котел паровой БКЗ 250-140Ф	1967	уголь		-	150,0
	КП 12	котел паровой БКЗ 250-140Ф	1968	уголь		-	150,0
	КП 13	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1969	уголь		-	126,0
	КП 14	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1970	уголь		-	126,0
	КП 15	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1971	уголь		-	126,0
	КП 16	котел паровой БКЗ 210-140Ф-4	1971	уголь		-	126,0
	КП 17	котел паровой БКЗ 210-140-2	1972	уголь		-	126,0
	КП 18	котел паровой БКЗ 210-140-2	1973	уголь		-	126,0
Барнаульская ТЭЦ-3 АО «Барнаульская ТЭЦ-3»		3 паровые турбины, 5 паровых котлов, 7 водогрейных котлов, 2 паровых котла вертикально- водотрубных		канско- ачинский уголь, природный газ, мазут	г. Барнаул, ул. Тракторная, д. 7	445,0	1450,0
	ТА 1	паровая турбина ПТ-80/100-130/13	1982			80,0	180,0
	ТА 2	турбина	1983			175,0	270,0

1	2	3	4	5	6	7	8
		T-175/210-130					
	ТА 3	турбина T-190/220-130	1986			190,0	270,0
	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

1	2	3	4	5	6	7	8
	КП 09	паровой котел ДЕ-25-14-225ГМ	1995	мазут		-	15,0
Районная водогрейная котельная АО «Барнаулская теплосетевая компания»		5 водогрейных котлов		природный газ, резервное топливо – мазут	г. Барнаул, ул. Космонавтов, д. 14 ж		500,0
	ВК 1	котел водогрейный ПТВМ-100	1969	газ		-	100,0
	ВК 2	котел водогрейный ПТВМ-100	1969	газ		-	100,0
	ВК 3	котел водогрейный ПТВМ-100	1974	газ		-	100,0
	ВК 4	котел водогрейный ПТВМ-100	1974	газ		-	100,0
	ВК 5	котел водогрейный ПТВМ-100	1975	газ		-	100,0
Бийская ТЭЦ-1 АО «Бийскэнерго»		7 паровых турбин, 8 паровых котлов		каменный уголь марки Д, растопочно е топливо – мазут	г. Бийск	509,9	1089,0
	ТГ 1	паровая турбина ПТ-25-90/10	1957			25,0	108,0
	ТГ 3	паровая турбина ПТ-50-130/13	1965			50,0	128,0
	ТГ 4	паровая турбина ПТ-50-130/13	1966			50,0	128,0

1	2	3	4	5	6	7	8
	ТГ 5	турбина Т-50-130	1967			50,0	92,0
	ТГ 6	турбина Т-100/120-130-3	1974			110,0	175,0
	ТГ 7	турбина Т-110/120-130-4	1988			110,0	175,0
	ТГ 8	турбина Т-114,9/120-130	1990			114,9	175,0
	КП 7	паровой котел БКЗ-210-140Ф	1966	уголь		-	126,0
	КП 10	паровой котел БКЗ-210-140-7	1972	уголь		-	126,0
	КП 11	паровой котел БКЗ-210-140-7	1973	уголь		-	126,0
	КП 12	паровой котел БКЗ-210-140-7	1976	уголь		-	126,0
	КП 13	паровой котел БКЗ-210-140	1976	уголь		-	126,0
	КП 14	паровой котел ТПЕ-430-А	1988	уголь		-	300,0
	КП 15	паровой котел ТПЕ-430-А	1990	уголь		-	300,0
	КП 16	паровой котел ТПЕ-430-А	2002	уголь		-	300,0
2. Прочие производители электроэнергии и станции промышленных предприятий – всего						301,1	1844,7
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

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

1	2	3	4	5	6	7	8
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»		2 паровые турбины и 5 паровых котлов		Кузнецкий уголь	г. Яровое, пл. Предзаводская, д. 1	24,0	150,0
	ТА 6	паровая турбина ПТ- 12-35/10М	2008			12,0	
	ТА 7	паровая турбина Р-12-35/5	2010			12,0	
	КА 7	паровой котел БКЗ-50-39ф	1963			-	39,5
	КА 8	паровой котел БКЗ-75-39ф (4 шт.)	1986	уголь		-	59,3
	КА 9		1970				59,3
	КА 10		1970				59,3
	КА 11		1970				59,3
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»		3 турбогенератора и 6 котлоагрегатов		уголь, резервное топливо – мазут	Благовещенский район, р.п. Степное Озеро	18,0	201,5
	ТГ 1	турбина П-6-35/5	1992			6,0	
	ТГ 4	турбина ПР-6-35/10/5	1976			6,0	
	ТГ 5	турбина ПР-6-35/10/5	1979			6,0	
	КА 1	паровой котел ТП-35-У (3 шт.)	1962,	уголь, мазут		27,9	24
	КА 2		1963,			27,9	24
	КА 3		1964			27,9	24
	КА 4	паровой котел К-50-40 (3 шт.)	1976,	уголь, мазут		39,9	34,3
	КА 5		1982,			39,9	34,3
	КА 6		1983			39,9	34,3
Белокурихинская ГП ТЭС ООО		8 ГПА Caterpillar				15,6	16,2

1	2	3	4	5	6	7	8
«ЭнергоПромКапитал»							
	ГПА 1	газопоршневой агрегат Caterpillar G3520 C	2009	природный газ		1,95	
	ГПА 2					1,95	
	ГПА 3					1,95	
	ГПА 4					1,95	
	ГПА 5					1,95	
	ГПА 6					1,95	
	ГПА 7					1,95	
	ГПА 8					1,95	
	КУ 1	котел-утилизатор №-25-750/4000-1Н	2009			-	2,025
	КУ 2						2,025
	КУ 3						2,025
	КУ 4						2,025
	КУ 5						2,025
	КУ 6						2,025
	КУ 7						2,025
	КУ 8						0,0
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»		3 паровые турбины, 5 паровых котлов		природный газ, мазут – резервное топливо	Павловский р-н, с. Черемное, Станционный переулок, д. 1	7,5	76,0
	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

3.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В Алтайском крае электрическая энергия вырабатывается исключительно на тепловых электростанциях.

Таблица 15

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций в Алтайском крае за 2018 – 2019 годы (по данным генерирующих компаний)

Наименование объекта	Выработка электроэнергии в 2018 году, млн. кВт·ч	Выработка электроэнергии в 2019 году, млн. кВт·ч	Доля в 2019 году, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
1	2	3	4	5
Барнаульская ТЭЦ-2	1126,4	1171,5	18,84	4,00
Барнаульская ТЭЦ-3	2635,7	2177,3	35,02	-17,39
Бийская ТЭЦ-1	2021,3	1949,6	31,36	-3,55
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	945,7	764,1	12,29	-19,20
Барнаульская ГТ ТЭЦ	1,1	1,36	0,02	23,64
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	54,6	49,6	0,80	-9,16
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	71,3	64,3	1,03	-9,82
Белокурихинская ГП ТЭС	15	14,6	0,23	-2,67
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	25,8	24,3	0,39	-5,81
Итого, в том числе:	6897	6216,6	100	-9,87
АЭС	0,0	0,0	0	0
ТЭС, в том числе:	6897,0	6216,6	100	-9,87
КЭС, в том числе:	0,0	0,0	0	0
ПГУ	0,0	0,0	0	0
ТЭЦ, в том числе:	6897,0	6216,6	100	-9,87
ГЭС	0,0	0,0	0	0
нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, в том числе:	0,0	0,0	0	0
ветровые ЭС	0,0	0,0	0	0
мини-ГЭС	0,0	0,0	0	0
гео ТЭС	0,0	0,0	0	0
солнечные ЭС	0,0	0,0	0	0
прочие	0,0	0,0	0	0

Таблица 16

Структура производства электроэнергии в Алтайском крае по видам собственности по состоянию на 31.12.2019 (по данным генерирующих компаний)

Собственник	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	Доля производства, %
АО «Барнаульская генерация» (группа «СГК»)	Барнаульская ТЭЦ-2	300,509	1171,5	18,84
АО «Барнаульская ТЭЦ-3» (группа «СГК»)	Барнаульская ТЭЦ-3	445,0	2177,3	35,02
АО «Бийскэнерго» (группа «СГК»)	Бийская ТЭЦ-1	509,9	1949,6	31,36
АО «Алтай-Кокс» (ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»))	ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	200,0	764,1	12,29
АО «ГТ Энерго»	Барнаульская ГТ-ТЭЦ	36,0	1,36	0,02
ООО «ТПК «Ресурс»	МУП «ЯТЭК»	24,0	49,6	0,80
ОАО «Кучуксульфат»	ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	18,0	64,3	1,03
ООО «ЭнергоПромКапитал»	Белокурихинская ГП ТЭС	15,6	14,6	0,23
ОАО «Черемновский сахарный завод» (ДЗО ОАО «Южный Сахар - Холдинг»)	ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	7,5	24,3	0,39
Итого		1556,509	6216,6	100,0

В Алтайском крае к концу 2019 года было два основных собственника (группа «СГК», и ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»)), на долю которых приходилось большинство произведенной электроэнергии.

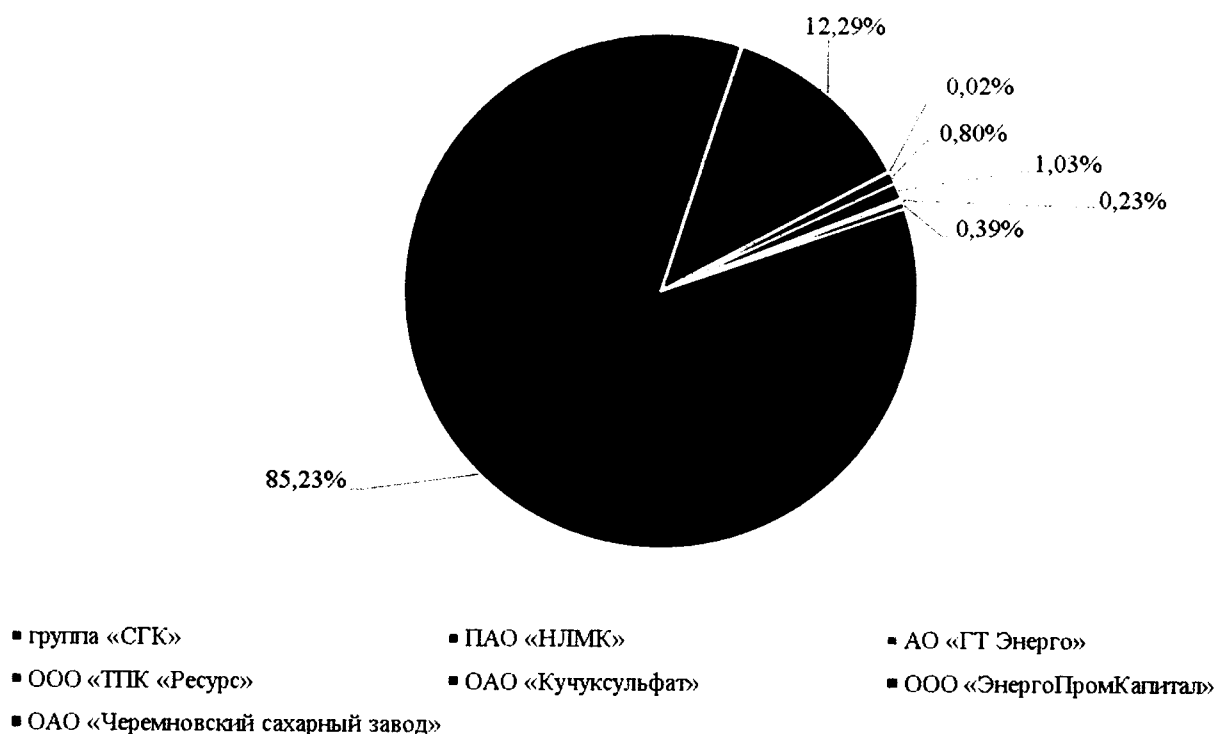


Рисунок 3. Структура выработки электроэнергии по видам собственности на территории Алтайского края в 2019 году

3.10. Анализ и характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Алтайского края за 2015 – 2019 годы.

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

Таблица 17
Баланс мощности энергосистемы Алтайского края на час максимума энергосистемы Алтайского края за 2015 – 2019 годы

тыс. кВт

Показатели	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6
Баланс мощности на час максимума энергосистемы Алтайского края					
Дата максимума энергосистемы Алтайского края (время московское)	27.01.2015 08:00	22.11.2016 14:00	18.12.2017 6:00	26.01.2018 7:00	08.02.2019 06:00
Максимальное потребление мощности	1789,7	1780,3	1779,8	1808,2	1711,8
Нагрузка электростанций, всего, в том числе	1290,8	1169,5	1034,7	1131,6	955,4

1	2	3	4	5	6
ТЭС, в том числе	1138,5	1029,6	906,2	1051,6	851,8
Барнаульская ТЭЦ-2	275,7	208,5	213,3	237,6	184,3
Барнаульская ТЭЦ-3	423,2	388,6	395,6	395,1	389,1
Бийская ТЭЦ-1	426,3	427,1	290,4	408,9	268,7
Барнаульская ГТ ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Белокурихинская ГП ТЭС	13,3	5,5	7,0	10,0	9,7
Электростанции промпредприятий, в том числе	152,3	139,9	128,4	80,0	103,6
ТЭЦ АО «Алтай- Кокс»	120,3	111,9	101,3	53,6	83,7
МУП «Рубцовский тепловой комплекс»	-	-	-	-	-
ТЭЦ ООО «ИДК»	12,0	8,0	0,0	-	-
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	14,0	12,0	11,5	12,0	9,8
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	6,0	8,0	10,4	9,0	9,3
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	0,0	0,0	5,2	5,4	0,8
Сальдо перетоков	498,9	610,8	745,2	676,6	756,4

Электростанциями Алтайского края производится около 3/4, потребляемой регионом электроэнергии. В период 2015 – 2019 годов сложилась отрицательная тенденция увеличения доли собственной выработанной электроэнергии в общем объеме электропотребления. Так, если в 2015 году доля вырабатываемой в крае электроэнергии в общем объеме электропотребления составляла 73,8 %, то в 2019 году этот показатель равен 61,7 %.

Таблица 18

Баланс электрической энергии энергосистемы Алтайского края за 2015 –
2019 годы
(по данным Системного оператора)

Показатели	Единица измерения	Годы				
		2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление по территории энергосистемы	млн. кВт·ч	10139,5	10295,8	10222,7	10248,5	10067,8
Выработка всего, в том числе	млн. кВт·ч	7486,7	7713,6	7357,5	6897,0	6216,6
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	7486,7	7713,6	7357,5	6897,0	6216,6
КЭС	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7
ТЭЦ	млн. кВт·ч	7486,7	7713,6	7357,5	6897,0	6216,6
ВИЭ	млн. кВт·ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдированное получение электроэнергии Алтайским краем	млн. кВт·ч	2652,8	2582,2	2865,2	3351,5	3851,2

В период с 2015 по 2016 год выработка электроэнергии в Алтайском крае увеличивалась и в 2016 году достигла максимального значения. В 2019 году выработка электроэнергии снизилась до 6216,6 млн. кВтч. Потребность в электроэнергии на территории энергосистемы Алтайского края с 2015 по 2019 годы покрывалась, в том числе за счет перетоков электроэнергии из смежных энергосистем. Сальдированное получение электроэнергии увеличилось и в 2019 году составило 3851,2 млн. кВтч в год.

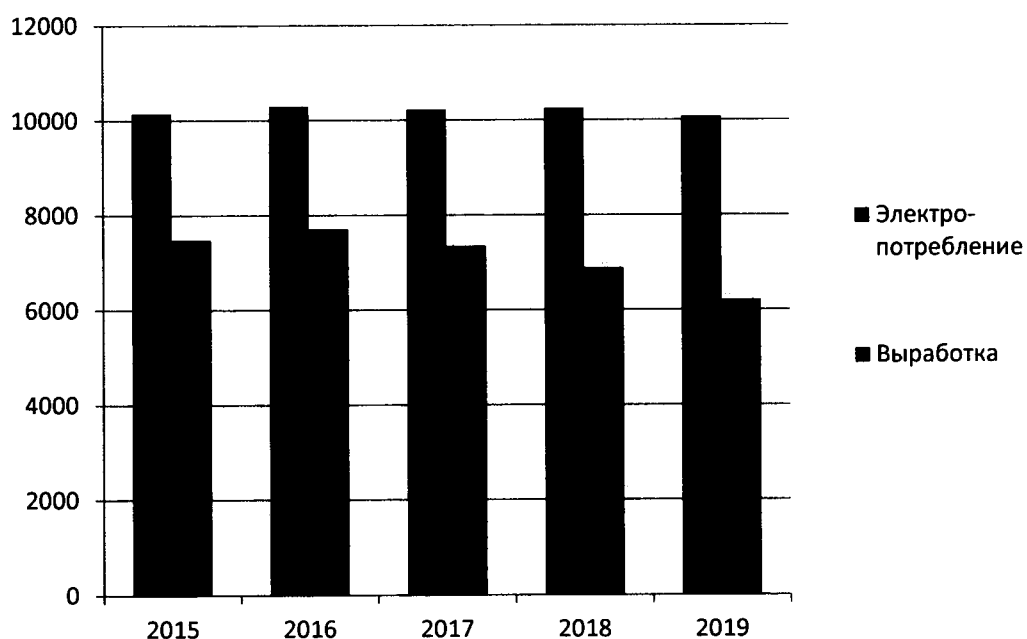


Рисунок 4. Электропотребление и выработка электроэнергии в энергосистеме Алтайского края за 2015 –2019 годы

3.11. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2015 – 2019 годы

Энергоемкость ВРП в Алтайском крае в период 2015 –2019 годов снизилась с 20,6 кг у.т. на 1000 рублей в 2015 году до 18,00 кг у.т. на 1000 рублей в 2019 году.

Потребление электроэнергии на душу населения в 2015 –2019 годах выросло. Вероятной причиной этого является улучшение уровня жизни, проживающих в регионе и рост жилищного строительства. В этой связи очевидна необходимость внедрения в повседневную жизнь энергосберегающих технологий.

Таблица 19

**Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности
Алтайского края в 2015 – 2019 годах**

Наименование показателей, единицы измерения	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Энергоемкость ВРП, кг у.т./1000 руб.	20,6	19,7	19,00	18,3	18,0
Электроемкость ВРП, тыс. кВт·ч/1000 руб. (или кВт·ч/руб.)	0,021	0,021	0,021	0,2	0,2
Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел.	1009,5	1123,2	1123,2	1123,2	1123,2
Электровооружен-ность 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 и распределительные сети 110 кВ, находящиеся на балансе ЗСП МЭС;

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

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

распределительные сети класса напряжения 110 кВ, находящиеся на балансе ОАО «РЖД».

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 220 кВ ОАО «РЖД»;

ПС 110 кВ Алтайэнерго;

ПС 110 кВ СК Алтайкрайэнерго;

ПС 110 кВ БСК;

ПС 110 кВ ООО «Энергия-Транзит».

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 20

Сводные данные по ПС класса напряжения 110 кВ и выше
(по состоянию на 31.12.2019)

Показатель	Класс напряжения ПС, кВ			
	110	220	500	1150
Количество, шт.	192	14	2	1

3.13. Основные внешние электрические связи энергосистемы Алтайского края

Энергосистема Алтайского края связана с энергосистемами соседних субъектов Российской Федерации и с ОЭС Республики Казахстан. За счет этих связей осуществляется переток электрической энергии и мощности по межсистемным линиям электропередачи напряжением 110, 220 и 500 кВ для обеспечения потребности региона.

Таблица 21

Внешние электрические связи энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края

№ п/п	Класс напряжения	Наименование ЛЭП	Протяженность по территории Алтайского края, км
1	2	3	4
на границе с Красноярской энергосистемой			
1	500 кВ	ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская	134,68
с Кузбасской энергосистемой			
2	500 кВ	ВЛ 500 кВ Новокузнецкая – Барнаульская	163,5
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Смазнево – Артышта	54,7
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Бачатская – Тягун (ВЛ БТ-228)	17,7
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бенжереп-2 – Ельцовская (ВЛ БЕ-26)	48,8
на границе с Новосибирской энергосистемой			
6	500 кВ	ВЛ 500 кВ Заря – Алтай	51,8
7	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ларичиха – Сузун	40,4
8	220 кВ	ВЛ 220 кВ Сузун – Светлая (ВЛ СС-211)	27,33
9	220 кВ	ВЛ 220 кВ Урываево – Зубково	28,9

1	2	3	4
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

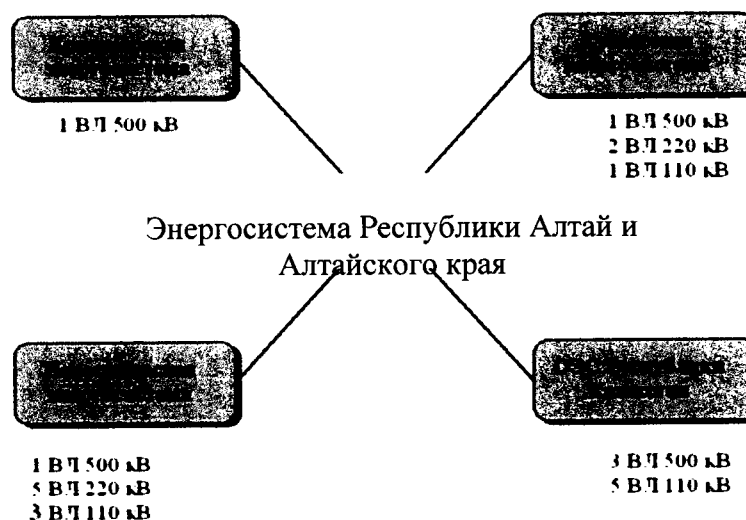


Рисунок 5. Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края

Таблица 22

Поступление и отпуск электрической энергии (мощности) на территории Алтайского края в смежные субъекты Российской Федерации (Республика Алтай, Новосибирская область, Кемеровская область)
за 2015 – 2019 годы (по данным сетевых компаний)

тыс. кВт

№ п/п	Наименование ВЛ	2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
		поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск	поступле- ние	отпуск
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ПС 110/10 №14 Майминская (ВЛ-110 ОМ-139) оп. № 103	706,372	166 934,896	550,260	165 940,552	95,650	161 933,748	94,345	159 426,369	156,637	155 780,688
2	ПС 110/10 № 14 Майминская (ВЛ-110 БМ-85) оп. № 103	560,105	144 719,007	2 208,124	141 066,021	513,387	132 236,890	12,032	131 669,150	1 450,983	127 193,050-
3	ПС 110/10 №12 Дмитриевка (ВЛ-110 ДН-86) оп. № 217	0,780	74 223,927	60,662	74 881,908	2,418	75 136,725	9,745	71 964,186	12,875	69 841,142
4	ПС 110/10 № 21 Чергинская (ВЛ-110 ПЧ-3) оп. № 144	1 239,691	164 271,629	1 018,686	159 867,122	389,487	151 295,411	475,519	151 862,203	608,160	144 919,591
5	ПС 110/10 № 48 Ч- Ануйская (ВЛ-110 СС-178) оп. № 90	0,000	2 332,760	0,000	2 350,173	0,000	1 962,268	0,000	2 419,403	0,000	2 349,760-
6	ПС 110/10 № 48 Ч- Ануйская (ВЛ-110 СС-179) оп. № 90	0,000	1 038,614	0,000	1 053,193	0,000	1 399,630	0,000	1 018,753	0,000	1 042,823
7	ВЛ 10 кВ 14-4 Ая (перед с. Подгорное), оп. № 457/31/44	8,250	0,000	20,517	122,285	26,527	-	36,310	0,000	36,682	0,000
8	ВЛ 10 кВ 14-4 Ая оп. № 174	7 425,353	0,000	7 298,023	-	7 253,096	-	7 601,828	0,000	7 399,663	0,000
9	ВЛ 10 кВ 14-25 поселок Катунь оп. № 174	4 332,632	-	4 487,717	-	4 521,885	-	5 039,684	0,000	5 143,910	0,000-
10	ВЛ 10 кВ 20-11 Союзга оп. № 117/12	615,424	-	624,177	-	581,324	-	692,153	0,000	704,998	0,000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	ВЛ 10 кВ 20-14 Каянча оп. № 25	2 362,316	-	2 648,087	-	2 175,618	-	4 443,798	0,000	5 250,654	0,000
12	Бенжереп-Ельцовка ВЛ-110 кВ БЕ-26	518,627	145,063	21,722	179,375	20,316	8 771,868	28,860	3 882,763	1,234	49,658
13	ПС Усть-Тальменская ВЛ-110 кВ Ю-13	19 839,468	15 527,336	11 695,552	31 703,892	11 236,456	27 478,308	9 062,328	24 545,180	23 629,584	13 007,500
14	ПС Усть-Тальменская ВЛ-110 кВ Ю-14	28 970,392	18 512,428	18 674,436	39 896,956	16 542,988	33 646,492	11 029,040	30 627,608	29 092,404	15 182,684
15	ПС-Кочки ВЛ-110 кВ КК-113	444,928	0,000	532,939	0,418	489,500	5,709	259,259	0,000	374,979	1,210
16	ПС Столбовская ввод Т-1	1 647,485	-	1 986,105	-	1 582,240	-	815,451	-	942,326	-
17	ПС Столбовская ввод Т-2	1 012,281	-	881,803	-	794,849	-	464,423	-	546,338	-
18	ПС Столбовская тсн-1	6,342	-	21,377	-	7,694	-	15,956	-	0,067	-
19	ПС Столбовская тсн-2	15,547	-	4,723	-	16,819	-	3,801	-	10,243	-
20	ПС В-Аллакская ввод Т-1	673,541	-	432,025	-	410,677	-	273,793	-	364,050	-
21	ПС В-Аллакская ввод Т-2	23,783	-	240,353	-	160,266	-	76,238	-	29,771	-
22	ПС В-Аллакская тсн-1	5,287	-	2,213	-	9,353	-	2,980	-	0,220	-
23	ПС В-Аллакская тсн-2	12,436	-	23,480	-	12,808	-	12,712	-	7,315	-
	Итого по филиалу ПАО «МРСК Сибири» - «Алтайэнерго»	70 421,039	587 705,660	53 432,980	617 061,895	46 843,358	593 867,049	40 450,255	577 415,615	75 763,075	529 368,106
24	ВЛ 220 кВ Бачатская-Тягун (ВЛ БТ-228)	449 594,1	8 280,6	510 510,4	50 220,0	431 309,1	90 210,0	397 287,6	12 618,07	402 152,3	10 245,5
25	ВЛ 220 кВ Артышта-	314 742,0	130 810,0	402 600,3	64 788,8	295 532,3	127 500,0	278 698,9	16 720,32	285 254,4	14 852,6
26	ВЛ 220 кВ Ларичиха-Сузун	1572,3	459 577,3	1065,0	557 493,8	1372,1	449 094,8	2446,71	444 302,78	2563,4	448 523,4
27	ВЛ 220 кВ Сузун-Светлая (ВЛ СС-211)	377 246,8	6876,1	458 743,6	6809,1	352 235,1	7862,6	347 770,7	11 932,07	354 125,8	12 548,2
28	ВЛ 220 кВ Световская-Красноозерская	147 23,6	260 478,2	4903,3	344 594,6	8229,0	265 757,4	8481,80	210 262,74	8541,2	245 125,1
29	ВЛ 220 кВ Урываево-Зубково	41 838,6	194 408,9	17 909,7	296 929,2	25 967,3	175 940,8	25 406,7	153 604,79	26 254,2	169 254,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
30	ВЛ 220 кВ Барнаульская-Плотинная	0,0	155466,6	474,0	799847,0	0,0	0,0	-	-	-	-
31	ВЛ 220 кВ Плотинная-Светлая (ВЛ ПС-212)	132920,4	63,5	683364,1	5336,3	0,0	0,0	-	-	-	-
32	ВЛ 500 кВ ЕЭК-Рубцовская (ВЛ-552)	669744,4	997785,7	242534,4	1795219,4	446 681,2	661682,3	640776,9	369239,66	634125,7	414586,2
33	ВЛ 500 кВ Рубцовская-Усть-Каменогорская (ВЛ-554)	1118461,9	676400,9	1657963,2	304972,6	993 720,9	256050,4	766770,3	574371,62	815264,2	509254,1
34	ВЛ 500 кВ Экибастузская-Алтай ВЛ-1104)	179570,5	1866198,9	92966,2	2601019,0	230 528,5	1355933,6	271306,6	1004159,7	295265,4	142356,7
35	ВЛ-1106 Алтай-Итатская	3047688	44746,65	3756241	45613,08	2977671	29930,84	3375766	21195,01	348258,7	24651,1
	Итого по ПАО «ФСК ЕЭС» - ЗСП МЭС Алтайского края	8313548,84	5165235,51	9736138,9	6638532,2	7577633,4	4186172,3 6	8025056	4158828,6	7911805,3	4091398,7
36	ВЛ ДПР-2 Тягун-Артышта	-	5,9	-	0,0	-	-	-	0,0	-	0,0
	Итого по Филиалу ОАО «РЖД» Трансэнерго	-	5,9	-	0,0	-	-	-	0,0	-	0,0

Объем поступления и отпуска электрической энергии (мощности) на территории Алтайского края 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 2019 году

Основным видом топлива энергетики региона является уголь. На ТЭЦ в 2019 году в общем объеме использованного топлива доля угля составила 85,43 (в 2018 году – 86,3), доля природного газа – 1 (в 2018 году – 1,8), доля прочих видов топлива, включая мазут, – 13,64 (в 2018 году – 11,9).

Доля сжигаемого угля на котельных в 2019 году составила 77,95 от всего использованного котельными топлива. В последние годы стабильно увеличивается потребление природного газа котельными Алтайского края. Так, доля природного газа в общем потреблении топлива в 2019 году – 38,24 , а в 2007 году аналогичный показатель был равен 27,7 . Доля потребления мазута в 2019 году – менее 1 .

Таблица 23

Потребление топлива электростанциями и котельными Алтайского края
в 2019 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	5229,1	147,62	4447,83	18,57	659,68
1	КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	ТЭЦ, в том числе	4969,76	48,45	4245,68	17,95	659,68
2.1	Барнаульская ТЭЦ-2	928,74	0,0	928,9	0,84	0,0
2.2	Барнаульская ТЭЦ-3	1750,46	0,96	1746,6	2,9	0,0
2.3	Бийская ТЭЦ-1	1231,66	0,0	1230,3	1,36	0,0
2.4	ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	663,67	0,0	0,0	3,99	659,68
2.5	Котельная АО «РубТЭК»	141,41	0,0	134,0	7,41	0,0
2.6	ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	78,36	0,0	77,37	0,99	0,0
2.7	ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	127,8	0,0	127,51	0,29	0,0
2.8	Белокурихинская ГП ТЭС	4,18	4,18	0,0	0,0	0,0
2.9	Барнаульская ГТ ТЭЦ	0,57	0,57	0,0	0,0	0,0
2.10	ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	42,91	42,74	0,0	0,17	0,0
2.11	прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Станции промышленных предприятий, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Котельные, всего, в том числе	259,34	99,17	202,15	0,62	0,0
4.1	котельные генерирующих компаний	78,23	22,42	55,19	0,62	0,0
4.1.1	в том числе: РВК (г. Барнаул)	1,03	0,92	0,0	0,11	0,0
4.1.2	ЮТС	54,91	0,0	54,4	0,51	0,0

1	2	3	4	5	6	7
4.1.3	котельная ЗАО «Теплоцентр Белокуриха»	22,29	21,5	0,79	0,0	0,0
4.2	муниципальные, ведомственные и производственные котельные	181,11	76,75	146,96	0,0	0,0
4.2.1	в том числе муниципальные котельные городов	181,11	76,75	104,36	0,0	0,0
4.2.1.1	в том числе муниципальные котельные г. Барнаула	43,56	27,74	15,82	0,0	0,0
4.2.1.2	муниципальные котельные г. Бийска	35,01	11,37	23,64	0,0	0,0
4.2.1.3	муниципальные котельные г. Рубцовска	9,42	0,0	9,42	0,0	0,0
4.2.1.4	муниципальные котельные г. Новоалтайска	27,34	20,29	7,05	0,0	0,0
4.2.1.5	муниципальные котельные г. Заринска	2,56	0,0	2,56	0,0	0,0
4.2.1.6	муниципальные котельные г. Камень-на-Оби	35,95	0,0	35,95	0,0	0,0
4.2.1.7	муниципальные котельные г.Алейска	9,92	0,0	9,92	0,0	0,0
4.2.1.8	муниципальные котельная ЗАО Сибирский	17,35	17,35	0,0	0,0	0,0
4.2.2	другие котельные	0,0	0,0	42,6	0,0	0,0
4.2.2.1	в том числе котельные ООО «АТС Славгород»	0,0	0,0	42,6	0,0	0,0

Таким образом, в целом по энергосистеме Алтайского края доля угля в потреблении топлива электростанциями и котельными в 2019 году составила 85 (в 2018 году – 79,9), доля природного газа – 2,82 (в 2018 году – 10,06), остальные доли в структуре топливного баланса Алтайского края занимают прочие виды топлива и мазут.

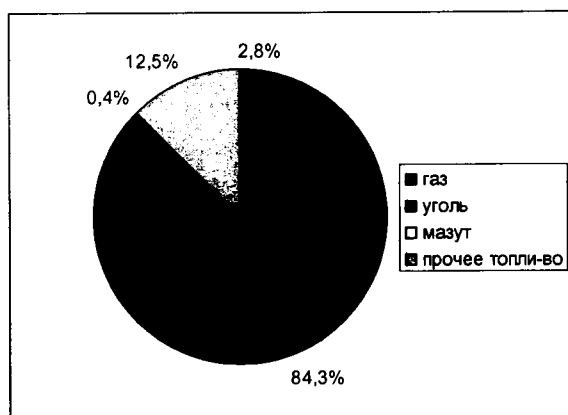


Рисунок 6. Структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Алтайского края в 2019 году, процентов

Таблица 24

УРУТ на отпуск электроэнергии и тепла по основным производителям тепла Алтайского края в 2019 году (факт)

Наименование объекта	УРУТ			
	на отпущенную электроэнер- гию, Г/кВт·ч	на отпущенную теплотенергию, кг/Гкал		
		общий	по электро- станции	по котельной
Барнаульская ТЭЦ-2	346,9	145,0	145,0	-
Барнаульская ТЭЦ-3	276,6	177,7	177,7	-
РВК АО «Барнаульская теплосетевая компания»	-	170,2	-	170,2
Бийская ТЭЦ-1	369,1	152,8	152,8	-
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	358,66	182,25	182,25	-
АО «РубТЭК»	-	179,1	-	179,1
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»	770,7	225,0	225,0	-
ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»	560,9	163,6	163,6	-
Белокурихинская ГП ТЭС	353,94	-	-	-
Барнаульская ГТ ТЭЦ	513,8	-	-	-
ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод»	193,48	141,1	141,1	-
Котельные ООО «АТССлавгород»	-	500,97	-	500,97
Муниципальные котельные:				
г. Барнаула	-	193,1	-	193,1
г. Бийска	-	272,1	-	272,1
г. Рубцовска	-	286,26	-	286,26
г. Новоалтайска	-	197,8	-	197,8
г. Заринска	-	200,4	-	200,4
г. Алейска	-	303,5	-	303,5
ЗАТО Сибирский	-	157,9	-	157,9
г. Камень-на-Оби	-	269	-	269

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

Вид угля	Годовой расход угля (тыс. т у.т.)	Общий расхода угля,
Всего	4244,68	100,0
Местный уголь	0,0	0,0
Привозной уголь	4244,68	100,0
в том числе ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат»: уголь каменный кузнецкий, хакаский	127,51	3,00
Барнаульская ТЭЦ-2: уголь каменный	928,91	21,88
Барнаульская ТЭЦ-3: уголь бурый (2БР «Разрез Бородинский»)	1746,58	41,15
Бийская ТЭЦ-1: уголь каменный кузнецкий	1230,31	28,98
Котельная АО «РубТЭК»: уголь каменный	134,0	3,16
ТЭЦ МУП «ЯТЭК»: уголь каменный	77,37	1,82

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

Единый топливно-энергетический баланс Алтайского края за 2015 – 2019 годы

тыс. т у.т.									
Годы	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	При-род-ный газ	Гидро-энер-гия и НВИЭ	Про-чеетоп-ли-во	Элек-тро-энер-гия	Тепло	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Производство									
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	192,5	797,2	1480,1	2469,8
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193,5	805,3	1489,6	2488,4
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193,5	786,3	1548,4	2528,2
2018	39,1	0,0	0,0	0,0	0,0	214,8	848,3	1518,9	2621,1
2019	43,8	0,0	0,0	0,0	0,0	254,0	763,8	1501,5	2563,1
Ввоз									
2015	4538,1	0,0	74,1	797,5	0,0	0,0	803,1	0,0	6212,8
2016	4539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	0,0	804,1	0,0	6216,8
2017	4539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	0,0	804,1	0,0	6216,8
2018	4626,5	0,0	88,6	911,3	0,0	0,0	412,1	0,0	6038,5
2019	4544,1	0,0	90,8	915,0	0,0	0,0	473,7	0,0	6023,6
Вывоз									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-318,0	0,0	-318,0
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-319,0	0,0	-319,0
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-319,0	0,0	-319,0
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-421,8	0,0	-421,8
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-429,2	0,0	-429,2
Изменение запасов									
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребление первичной энергии (израсходовано)									
2015	4538,1	0,0	74,1	797,5	0,0	313,1	1125,1	1943,1	8791,3
2016	4539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	314,1	1126,1	1944,1	8797,3
2017	4539,1	0,0	75,1	798,5	0,0	314,1	1126,1	1944,1	8797,3
2018	4663,4	0,0	88,6	911,3	0,0	449,8	1260,8	2158,5	9532,4
2019*	4544,1	0,0	90,8	915,0	0,0	438,5	1237,5	2084,6	9310,5
Производство электроэнергии электростанциями									
2015	-2710,9	0,0	-13,7	-62,2	0,0	0,0	794,2	1228,0	-768,6
2016	-2711,9	0,0	-14,7	-63,2	0,0	0,0	795,2	1229,0	-773,6
2017	-2711,9	0,0	-14,7	-63,2	0,0	0,0	795,2	1229,0	-773,6
2018	-2845,2	0,0	-15,9	-74,5	0,0	0,0	848,3	1356,2	-731,07
2019*	-2817,2	0,0	-15,6	-73,7	0,0	0,0	763,8	1163,9	-978,8
Производство тепловой энергии котельными									
2015	-907,2	0,0	-38,1	-509,4	0,0	0,0	0,0	989,8	-464,9
2016	-908,2	0,0	-39,1	-510,4	0,0	0,0	0,0	990,8	-466,9
2017	-908,2	0,0	-39,1	-510,4	0,0	0,0	0,0	990,8	-466,9
2018	-1151,2	0,0	-48,9	-614,2	0,0	0,0	0,0	1154,0	-660,3
2019*	-1117,2	0,0	-45,9	-625,3	0,0	0,0	0,0	1085,4	-703,0
Собственные нужды									
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-138,8	-4,8	-143,6
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-139,8	-5,8	-145,6
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-139,8	-5,8	-145,6
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-145,2	-6,6	-151,8
2019*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-142,1	-6,8	-148,9
Потери при распределении									
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-161,9	-475,1	-637,0
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-162,9	-476,1	-639,0
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-162,9	-476,1	-639,0
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-138,7	-539,6	-678,2
2019*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-136,1	-330,3	-466,43
Потребление конечное энергии									
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	313,1	1053,3	2199,7	3566,1
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	314,1	1054,3	2200,7	3569,1
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	314,1	1054,3	2200,7	3569,1
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	295,5	1038,7	2539,6	3973,7
2019*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	254,0	1101,4	2170,8	3526,2
Раздел А. Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство									
2015	62,7	0,0	148,4	62,2	0,0	5,1	95,1	111,1	484,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2016	63,7	0,0	149,4	63,2	0,0	6,1	96,1	112,1	490,6
2017	63,7	0,0	149,4	63,2	0,0	6,1	96,1	112,1	490,6
2018	75,4	0,0	154,3	62,2	0,0	5,8	102,5	113,2	513,4
2019*	75,4	0,0	152,3	60,8	0,0	5,6	105,8	119,6	519,5
Раздел С. Добыча полезных ископаемых									
2015	11,1	0,0	20,9	0,0	0,0	0,0	29,5	6,5	68,0
2016	12,1	0,0	21,9	0,0	0,0	0,0	30,5	7,5	72,0
2017	12,1	0,0	21,9	0,0	0,0	0,0	30,5	7,5	72,0
2018	12,8	0,0	24,3	0,0	0,0	0,0	35,2	8,1	80,4
2019*	12,0	0,0	25,1	0,0	0,0	0,0	30,9	8,0	76,0
Раздел D. Обрабатывающие производства									
2015	458,2	0,0	70,5	236,0	0,0	71,6	594,2	754,2	2184,7
2016	459,2	0,0	71,5	237,0	0,0	72,6	595,2	755,2	2190,7
2017	459,2	0,0	71,5	237,0	0,0	72,6	595,2	755,2	2190,7
2018	462,3	0,0	75,3	245,6	0,0	75,2	602,3	784,3	2245,0
2019*	460,5	0,0	72,5	236,5	0,0	78,9	608,4	762,3	2219,1
Раздел F. Строительство									
2015	7,0	0,0	23,1	1,9	0,0	0,0	13,2	11,7	56,9
2016	8,0	0,0	24,1	2,9	0,0	0,0	14,2	12,7	61,9
2017	8,0	0,0	24,1	2,9	0,0	0,0	14,2	12,7	61,9
2018	9,1	0,5	26,8	3,5	0,0	0,0	15,4	16,2	71,5
2019*	9,8	0,9	28,7	3,4	0,0	0,0	14,8	17,4	75,0
Раздел I. Транспорт и связь									
2015	24,2	0,0	127,2	5,2	0,0	0,0	297,5	30,7	484,8
2016	25,2	0,0	128,2	6,2	0,0	0,0	298,5	31,7	489,8
2017	25,2	0,0	128,2	6,2	0,0	0,0	298,5	31,7	489,8
2018	26,3	0,0	135,6	6,8	0,0	0,0	301,5	38,9	509,1
2019*	28,5	0,0	143,2	5,9	0,0	0,0	309,9	40,2	527,7
Раздел O. ЖКХ									
2015	5,8	0,0	6,3	1,8	0,0	0,0	7,4	14,9	36,2
2016	6,8	0,0	7,3	2,8	0,0	0,0	8,4	15,9	41,2
2017	6,8	0,0	7,3	2,8	0,0	0,0	8,4	15,9	41,2
2018	8,6	0,9	7,8	3,4	0,0	0,0	9,3	18,4	48,4
2019*	9,2	0,9	7,7	3,5	0,0	0,0	8,9	17,2	47,4
Прочие потребители									
2015	122,4	0,0	35,1	15,2	0,0	0,0	27,9	121,3	321,9
2016	123,4	0,0	36,1	16,2	0,0	0,0	28,9	122,3	326,9
2017	123,4	0,0	36,1	16,2	0,0	0,0	28,9	122,3	326,9
2018	141,3	0,1	34,8	17,4	0,0	0,0	29,7	133,2	356,5
2019*	156,2	0,1	45,2	18,3	0,0	0,0	28,7	140,1	388,6

* - оперативная информация

IV. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Алтайского края.

4.1. Энергосистема Алтайского края имеет следующие характерные особенности:

потребность в электрической мощности и электроэнергии Алтайской энергосистемы покрывается за счет собственного производства

электроэнергии на ТЭЦ края (около 2/3) и сальдо перетоков с соседними энергосистемами;

неравномерная загрузка ТЭЦ из-за снижения тепловых нагрузок в летний период, в частности снижение нагрузки Барнаульских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 с 575,0 МВт до 150,6 МВт (более чем в 3 раза) при общем снижении потребления Алтайского края с 1790 МВт до 1200 МВт (в 1,4 раза);

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

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

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

4.2. Проблемы текущего состояния энергетики на территории Алтайского края.

На начало 2020 года нормативный срок службы (более 30 лет) отработало генерирующее оборудование с суммарной мощностью 836,0 МВт (53,4 % установленной мощности всех электростанций энергосистемы Алтайского края).

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

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

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

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

Далее в расчетах для перевода величин мощности принят $\cos \varphi = 0,89$, допустимая длительная перегрузка трансформаторов ПС филиала Алтайэнерго определяется в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (далее – приказ № 81).

Барнаульский энергорайон

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

Таблица 27

Загрузка ПС 110 кВ КМК

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

На ПС 110 кВ КМК установлены:

T-1 мощностью 15 МВА (ТДН-15000/110/10, год ввода в эксплуатацию – 1988, индекс технического состояния функциональных узлов - 88);

T-2 мощностью 15 МВА (ТДН-15000/110/10, год ввода в эксплуатацию – 1990, индекс технического состояния функциональных узлов - 88).

С учётом срока ввода в эксплуатацию и индекса технического состояния перегрузочная способность трансформатора согласно приказу № 81 определяется с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки соответствующего нормальному режиму нагрузки (без возможного повышенного износа изоляции) согласно таблице 1 приложения к приказу (для зимнего периода составляет $K_{\text{ддоп}}=1,175$, для летнего периода составляет $K_{\text{ддоп}}=0,91$).

Максимальная зимняя загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ КМК за 2015-2019гг наблюдалась по данным зимнего контрольного замера 2017 года (20.12.2017) и составила 22,28 МВА (149% при отключении одного трансформатора, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов T-1, T-2 для зимнего периода ($K_{\text{ддоп}}=1,175$)).

Максимальная летняя загрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ КМК за 2015-2019гг наблюдалась по данным летнего контрольного замера 2018 года (20.06.2018) и составила 10,18 МВА (67,68% при отключении одного трансформатора), что не превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода ($K_{\text{ддоп}}=0,91$)).

Установка трансформаторов большей мощности (более 2х15 МВА) требует комплексной реконструкции ПС 110 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, установка выключателей 110 кВ в цепях трансформаторов кВ и полной заменой КРУ-10 кВ с установкой оборудования вводных шкафов и ошиновки с номинальным током не менее 1294 А.

Данный объем работ соответствует объему по строительству новой ПС 110 кВ.

Для обеспечения работы трансформатора в режиме «N-1» на ПС 110 кВ КМК с нагрузкой, не превышающей длительно допустимый перегруз, требуется ввод графиков аварийного отключения в объеме до 4,655 МВА.

В связи с отсутствием возможности резервирования потребителей, запитанных с ПС 110 кВ КМК на период ее реконструкции в соответствии с письмом Алтайэнерго от 17.04.2020 №1.1/01/4089-исх (в районе размещения ПС, отсутствуют другие центры питания, на которые был бы возможен перевод части нагрузки), проведение работ на данной ПС в указанном объеме в существующих границах ПС невозможно. Расширение территории ПС 110 кВ КМК также невозможно.

В районе строительства ПС 110 кВ Ковыльная имеются действующие технические условия на присоединение к электрическим сетям Алтайэнерго. Модернизация систем отопления и горячего водоснабжения, в том числе установка автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов, замена радиаторов отопления на энергоэффективные с терморегуляторами в объеме 13,447 МВт (письмо Алтайэнерго от 17.04.2020 №1.1/01/4089-исх). В число этих технических условий включены утвержденные ТУ на ТП объектов ОАО «Индустриальный» (тепличный комплекс по производству агропромышленной продукции) (№ 8000380843 от 24.04.2019) с максимальной мощностью 2,173 МВт (2,442 МВА) и объектов ООО «Контур» (деревообрабатывающее производство) (№ 8000380921 от 24.04.2019) с максимальной мощностью 3,827 МВт (4,3 МВА), которые предусматривают строительство ПС 110 кВ Ковыльная с мощностью трансформаторов 2х16 МВА. Нагрузки ОАО «Индустриальный» и ООО «Контур» приняты с коэффициентом реализации 0,9. Остальные ТУ на ТП выданы потребителям с мощностью менее 670 кВт, в числе которых потребители с нагрузкой промышленного характера в объеме 2,196 МВт и коммунально-бытового характера в объеме 5,251 МВт.

Нагрузку на потребителей с мощностью менее 670 кВт рассчитана с учетом применения коэффициентов реализации ТУ на ТП для потребителей с промышленного характера равный 0,7, а для остальных потребителей с

коэффициентом 0,2. Мощность новых потребителей с учетом коэффициентов реализации составит 7,99 МВт (8,97 МВА).

С учетом изложенного максимальная загрузка трансформатора в режиме «N-1» на ПС 110 кВ Ковыльная составит 13,63 МВА.

Коэффициент длительно допустимого перегруза для новых трансформаторов составляет 1,25.

Таким образом, к установке рекомендованы два трансформатора, мощностью по 16 МВА каждый. В таком случае максимальная загрузка трансформатора в режиме «N-1» составит: 85,19 %.

На основании изложенного предлагается выполнить строительство в пригородной части г. Барнаула новой ПС 110 кВ Ковыльная с установкой трансформаторов мощностью 2х16 МВА со сроком реализации 2021 год. Присоединение ПС планируется к проходящей рядом с участком для строительства ВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская (ВЛ ВТ – 111).

2) ПС 35 кВ Прудская, находящаяся в г. Барнаул.

На ПС 35 кВ Прудская установлены:

Т-1 мощностью 10 МВА (ТДНТ-10000/35/6, год ввода в эксплуатацию – 1960, индекс технического состояния функциональных узлов – 1);

Т-2 мощностью 10 МВА (ТДУ-10000/35/6, год ввода в эксплуатацию – 1962, индекс технического состояния функциональных узлов – 1).

За время эксплуатации оборудование и здание ПС выработало нормативный ресурс. По данным технического заключения по результатам обследования специализированной организации (ООО «СтройКом», г. Иваново, отчет от 2017 года, шифр: 00434/17/08-ТО) общее техническое состояние здания и помещений ПС на момент обследования оценивается как ограниченно-работоспособное, связанное, в том числе с регулярными подтоплениями грунтовыми и талыми водами. Для выноса объекта из зоны затопления, а также с учетом ее фактического состояния требуется строительство новой ПС 35 кВ Прудская.

Таблица 28

Загрузка ПС 35 кВ Прудская

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 35 кВ Прудская	10	10	11,75/9,1	9,66

Действующие ТУ на ТП к ПС 35 кВ Прудская отсутствуют.

Максимальная зимняя нагрузка трансформаторов 35 кВ ПС 35 кВ Прудская за 2015-2019гг наблюдалась по данным зимнего контрольного замера 2017 года (20.12.2017) и составила 9,66 МВА (96,6% при отключении одного трансформатора), что не превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для зимнего периода ($K_{\text{ддоп}}=1,175$). Разработка мероприятий на данном этапе не требуется.

Максимальная летняя нагрузка трансформаторов 35 кВ ПС 35 кВ Прудская за 2015-2019гг наблюдалась по данным летнего контрольного замера 2017 года (21.06.2017) и составила 7,11 МВА (71,1% при отключении одного трансформатора), что не превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода ($K_{\text{ддоп}}=0,91$). Разработка мероприятий на данном этапе не требуется.

Увеличение мощности трансформаторов не требуется.

В рамках реализации данного решения необходимо строительство ПС 35 кВ с установкой двух трансформаторов с установленной электрической мощностью по 10 МВА каждый (при разработке проекта по ПС 35 кВ Прудская необходимо уточнить мощность планируемых к установке силовых трансформаторов с учетом действующих на тот момент ТУ на ТП).

На основании изложенного рекомендованный срок реализации реконструкции ПС 35 кВ Прудская – 2021 год.

Учитывая рекомендации п. 5.29 «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» возможность перевода ПС 35 кВ Прудская на напряжение 110 кВ, вместо реконструкции ПС 35 кВ Прудская может быть уточнена при условии роста фактической нагрузки или выдачи технических условий от ПС 110 кВ Подгорная и ПС 35 кВ Прудская и превышением с учетом этого длительно допустимой нагрузки трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ Подгорная.

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

внедрение цифровых решений процессов информационного обмена с внешними системами управления работой ПС 35 кВ Прудская в цифровом виде на основе протоколов МЭК 61850.

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

Реализация мероприятий комплексного проекта цифровизации участка Павловского РЭС позволит повысить наблюдаемость за распределительной сетью 0,4-10 кВ, повысить её управляемость, обеспечит её функционирование как в автоматическом, так и дистанционном режимах. Проект будет реализован в Алтайэнерго в 2025 году. В результате реализации мероприятий планируется снизить количество технологических нарушений в работе сетей в 5 раз, минимизировать количество отключенных потребителей при технологических нарушениях за счет автоматизации

секционирования поврежденного участка и включения резерва, исключить временные затраты на отыскание мест повреждений и сократить затраты на привлечение техники и персонала при ликвидации технологических нарушений.

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

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

ТОСЭР «Заринск»

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

ТОСЭР «Новоалтайск»

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

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

Бийский энергорайон

Электроснабжение Бийского энергорайона осуществляется по ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская и ВЛ 220 кВ Троицкая – Бийская, входящих в контролируемое сечение ББУ-3, а также от Бийской ТЭЦ.

ПС 110 кВ Предгорная введена в эксплуатацию в 1987 г. От ПС осуществляется электроснабжение территории, на которой проживает 25,6 тыс. человек. 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 - 90);

Т-2 мощностью 10 МВА (ТДТН-10000/110/35/10, год ввода в эксплуатацию - 1974, индекс технического состояния функциональных узлов - 89).

Таблица 29

Загрузка ПС 110 кВ Предгорная

Наименование ПС	Установленная мощность транс- форматоров, МВА		Номинальная мощность трансформаторов ПС с учетом коэффициентов допустимой длительной перегрузки, МВА зима/лето	Максимальная нагрузка трансформаторов в режиме N-1 по данным контрольного замера, проведенного (20.12.2017), МВА
	T-1	T-2		
ПС 110 кВ Предгорная	6,3	10	7,4/5,73	8,69

С учётом срока ввода в эксплуатацию и индекса технического состояния перегрузочная способность трансформатора согласно приказу № 81 определяется с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки соответствующего нормальному режиму нагрузки (без возможного повышенного износа изоляции) согласно таблице 1 приложения к приказу (для зимнего периода составляет $K_{\text{ддоп}}=1,175$, для летнего периода составляет $K_{\text{ддоп}}=0,91$).

Максимальная зимняя нагрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Предгорная за 2015-2019 гг. наблюдалась по данным зимнего контрольного замера 2017 года (20.12.2017) и составила 8,69 МВА (138% при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для зимнего периода ($K_{\text{ддоп}}=1,175$)).

Максимальная летняя нагрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Предгорная за 2015-2019 гг. наблюдалась по данным летнего контрольного замера 2016 года (15.06.2016) и составила 6,2 МВА (98,4% при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА), что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода ($K_{\text{ддоп}}=0,91$)).

Перевод нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ невозможен (письмо Алтайэнерго от 17.04.2020 № 1.1/01/4089-исх).

Ликвидация перегруза трансформатора Т-1 возможна только путем ввода графиков аварийного отключения в объеме до 1,29 МВА в зимнем режиме, 0,47 МВА в летнем режиме.

На основании вышеизложенного требуется замена трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА. В таком случае максимальная нагрузка трансформатора в режиме «N-1» составит: 86,9 % зимой и 62 % летом, что не превышает значения длительно допустимого перегруза для трансформатора Т-2 (1974 г.) ($K_{\text{ддоп}}=1,175/0,91$).

В настоящее время имеются действующие ТУ на ТП с мощностью менее 670 кВт от ПС 110 кВ Предгорная (письмо Алтайэнерго от 17.04.2020 № 1.1/01/4089-исх) в объеме 0,459 МВт. Мощность новых потребителей с учетом применения коэффициентов реализации ТУ на ТП (0,2) составит: 0,092 МВт (0,103 МВА).

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Предгорная с учетом реализации ТУ на ТП не превышает допустимых значений в зимний ($K_{\text{доп}}=1,175$) и летний ($K_{\text{доп}}=0,91$) периоды в режиме «N-1» при отключении вновь устанавливаемого трансформатора.

На основании изложенного рекомендуемый срок реконструкции ПС 110 кВ Предгорная – 2021 год.

Рубцовский энергорайон

ПС 110 кВ Волчихинская введена в эксплуатацию в 1972 году. На ПС 110 кВ Волчихинская установлены:

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

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

Таблица 30

Загрузка ПС 110 кВ Волчихинская

Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА		Допустимая длительная нагрузка трансф орматоров ПС, МВА* зима/лето	Максимальная нагрузка трансформаторов в режиме N-1 по данным контрольного замера, проведенного (16.12.2015), МВА
	Т-1	Т-2		
ПС 110 кВ Волчихинская	6,3	10	7,4/5,73	8,61

* с учетом коэффициентов допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 №81 (письмо Алтайэнерго от 26.03.2020 № 1.1/01/3565 исх)

С учётом срока ввода в эксплуатацию и индекса технического состояния перегрузочная способность трансформатора согласно приказу № 81 определяется с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки соответствующего нормальному режиму нагрузки (без возможного повышенного износа изоляции) согласно таблице 1 приложения к приказу (для зимнего периода составляет $K_{\text{доп}}=1,175$, для летнего периода составляет $K_{\text{доп}}=0,91$).

Максимальная зимняя нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Волчихинская за 2015-2019 гг наблюдалась по данным зимнего контрольного замера в 2015 году (16.12.2015) и составила 8,61 МВА (137% при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА, что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для зимнего периода ($K_{\text{доп}}=1,175$)).

Максимальная летняя нагрузка трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Волчихинская за 2015-2019 годы наблюдалась по данным летнего контрольного замера 2015 года (17.06.2015) и составила 6,99 МВА (121,9%

при отключении трансформатора Т-2, мощностью 10 МВА), что превышает длительно допустимую нагрузку трансформаторов для летнего периода ($K_{\text{доп}}=0,91$)).

Перевод нагрузки на другие центры питания по сети 35, 10 кВ не возможен (письмо Алтайэнерго от 17.04.2020 №1.1/01/4089-исх).

Величина нагрузки, необходимая к отключению для исключения перегрузки оборудования составляет 1,21 МВА для зимнего периода, 1,26 МВА для летнего периода.

На основании вышеизложенного требуется замена трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА. В таком случае максимальная загрузка трансформатора в режиме «N-1» составит: 86,1 % зимой и 69,9 % летом, что не превышает значения длительно допустимого перегруза для трансформатора Т-2 (1983г.) ($K_{\text{доп}}=1,175/0,91$).

В настоящее время имеются действующие ТУ на ТП с мощностью менее 670 кВт от ПС 110 кВ Волчихинская (письмо Алтайэнерго от 17.04.2020 №1.1/01/4089-исх) в объеме 0,030 МВт. Мощность новых потребителей с учетом применения коэффициентов реализации ТУ на ТП (0,2) составит: 0,006 МВт (0,007 МВА).

Перспективная загрузка ПС 110 кВ Волчихинская с учетом реализации ТУ на ТП не превышает допустимых значений в зимний ($K_{\text{доп}}=1,175$) и летний ($K_{\text{доп}}=0,91$) периоды в режиме «N-1» при отключении вновь устанавливаемого трансформатора.

На основании изложенного рекомендуемый срок реконструкции ПС 110 кВ Волчихинская – 2021 год.

Кулундинский энергорайон

Электроснабжение Мамонтовского и Романовского районов осуществляется по тупиковому транзиту 110 кВ Корчинская – Мамонтовская – Романовская – Сидоровская (одноцепная ВЛ 110 кВ Корчино – Мамонтово (ВЛ КМ-110); одноцепная ВЛ 110 кВ Мамонтово – Романовская (ВЛ МР-20); одноцепная ВЛ 110 кВ Романовская – Сидоровская (ВЛ РС-50)). Общая численность населения этих районов составляет 38 тысяч человек. Суммарная нагрузка по ПС 110 кВ Мамонтовская, ПС 110 кВ Романовская, ПС 110 кВ Сидоровская составляет 11 МВт (по данным контрольного замера 18.12.2019).

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 МВт (по данным контрольного замера 18.12.2019).

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.

4.3. Анализ по центрам питания (ПС) 35/110 кВ использования мощности (фактической нагрузки) за 2017-2019 годы.

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

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2017 году составляла менее 50 %, приведены в таблице 1 приложения 3.

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2018 году составляла менее 50 %, приведены в таблице 2 приложения 3.

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

Анализ по центрам питания (ПС) 35/110 кВ использования мощности (фактической нагрузки) за 2017-2019 годы показал, что количество ПС с фактической нагрузкой менее 50 % варьируется в пределах 213-217 шт ежегодно, что составляет примерно 65 % от общего количества ПС 35/110 кВ в Алтайском крае.

Возможность перевода загрузок загруженных ПС на незагруженные с целью оптимизации загрузки ПС должна определяться технико-экономическим обоснованием в каждом конкретном случае.

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

На выключателях 110 кВ и выше, за исключением ШСВ-110 и ОВ-110 на ПС 110 кВ Подгорная, отключающая способность выключателей соответствует уровням токов короткого замыкания.

На ПС 110 кВ Подгорная в отдельных схемно-режимных ситуациях ток короткого замыкания превышает отключающую способность на шинносоединительном выключателе ШСВ-110 (20 кА) и обходном выключателе ОВ-110 (20 кА).

Так, при коротком замыкании, при опробовании 1 СШ 110 кВ или 2 СШ 110 кВ включением ШСВ-110 в режиме, когда все присоединения 110 кВ переведены на одну систему шин, токи короткого замыкания составляют 20,17/13,76 А (трехфазный/однофазный соответственно).

Для снижения уровней токов короткого замыкания опробование допускается без выполнения мероприятий при соблюдении одного из условий:

- отключен любой генератор на Барнаульской ТЭЦ-2 или Барнаульской ТЭЦ-3;

- отключены два любых генератора Барнаульской ГТ ТЭЦ;

- отключение или радиальный режим любой ЛЭП отходящей от ПС 110 кВ Опорная.

При коротком замыкании, при опробовании ОСШ 110 кВ включением ОВ-110 в режиме, когда включены все турбогенераторы Барнаульской ТЭЦ-2 и Барнаульской ТЭЦ-3 токи короткого замыкания составляют 20,17/13,76 А (трехфазный/однофазный соответственно).

Для снижения уровней токов короткого замыкания опробование допускается без выполнения мероприятий при соблюдении одного из условий:

- отключен любой генератор на Барнаульской ТЭЦ-2 или Барнаульской ТЭЦ-3;

- отключены два любых генератора Барнаульской ГТ ТЭЦ;

- отключение или радиальный режим любой ЛЭП отходящей от ПС 110 кВ Опорная.

V. Основные направления развития электроэнергетики Алтайского края на 2021 – 2025 годы

5.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Алтайского края

Одним из стратегических направлений Стратегии социально-экономического развития Алтайского края до 2025 года, утвержденной законом Алтайского края от 21.11.2012 № 86-ЗС, является создание инфраструктурной основы динамичного социально-экономического развития региона. Вместе с тем приведенный в Стратегии социально-экономического развития Алтайского края до 2025 года анализ относит к внутренним сдерживающим факторам (слабым сторонам) недостаточный уровень развития энергетической инфраструктуры и энергозависимость краевой экономики от поставок энергоносителей из других регионов страны.

Основной целью стратегического развития энергетики Алтайского края является обеспечение эффективности и сбалансированности ТЭК края, преодоление дефицитности по энергии и топливу, устойчивое развитие экономики и поступательного роста уровня жизни населения региона при безусловном соблюдении технологических стандартов и экологических норм.

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

- повышение энергетической эффективности Алтайского края в части формирования рациональной структуры генерирующих мощностей края;

- повышения использования установленной мощности электростанций;

сокращения потерь в электросетевом хозяйстве до уровня международной практики;

улучшения использования топливных ресурсов, в том числе путем использования собственных запасов угля при производстве тепловой и электрической энергии.

Согласно энергетической стратегии Алтайского края стратегическое развитие ТЭК Алтайского края должно исходить из реализации следующих стратегических целей:

- повышение энергетической безопасности края;
- повышение энергетической эффективности экономики края;
- повышение бюджетной эффективности ТЭК края.

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

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

- 1) развитие газификации края;
- 2) энергосбережение и повышение энергетической эффективности;
- 3) наращивание генерирующих мощностей;
- 4) развитие электрических сетей;
- 5) создание собственной угледобывающей промышленности;
- 6) использование ВИЭ.

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

- повышение эффективности установок, использующих топливо;
- снижение вредных выбросов от источников тепла и электроэнергии;
- повышение качества жизни населения;
- создание возможности для строительства высокоэффективных мини-ТЭЦ на природном газе;
- создание возможности для перевода автотранспорта и сельхозтехники на более дешевый и экологически чистый вид моторного топлива.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

газификация южных районов Алтайского края в направлении месторасположения особой экономической зоны туристско-рекреационного типа «Бирюзовая Катунь» и игровой зоны;

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

газификация западных районов Алтайского края в направлении Барнаул – Славгород.

Стратегическое направление «Энергосбережение и повышение

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

- снижение удельного потребления топлива источниками тепла и электроэнергии;

- снижение потерь электрической и тепловой энергии в передающих сетях;

- снижение потерь ТЭР у потребителей;

- снижение энергоемкости ВРП;

- снижение расхода ТЭР в бюджетной сфере.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

- применение энергоэффективного оборудования и материалов;

- внедрение контрольно-измерительной и регулирующей аппаратуры;

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

- внедрение стимулов энергосбережения.

К направлениям использования энергоэффективных технологий относятся:

- внедрение усовершенствованных горелочных устройств;

- внедрение энергосберегающей техники, повышение экономичности оборудования;

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

- внедрение АСКУЭ и систем управления энергией на объектах;

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

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

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

- снижение зависимости Алтайского края от поставок электроэнергии из соседних энергосистем;

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

Одним из возможных мероприятий этого направления является строительство конденсационной электростанции на базе Мунайского бурогоугольного месторождения.

Стратегическое направление «Развитие электрических сетей» предусматривает повышение энергетической безопасности Алтайского края и связано с решением таких стратегических задач, как:

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

- гарантированное обеспечение спроса на электроэнергию как со

стороны действующих потребителей, так и со стороны вновь присоединяемых;

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

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

организация внешнего электроснабжения объектов игровой зоны;

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

Стратегическое направление «Создание собственной угледобывающей промышленности» предусматривает повышение энергетической безопасности и бюджетной эффективности ТЭК Алтайского края и связано с решением таких стратегических задач, как:

снижение зависимости электроэнергетики и теплового хозяйства Алтайского края от поставок угля из других регионов - Красноярского края, Кемеровской области, Республики Казахстан;

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

создание возможности строительства собственной крупной электростанции.

Приоритетными мероприятиями для этого направления являются:

развитие мощностей Мунайского угольного разреза;

доразведка запасов бурых углей Мунайского и близлежащих месторождений с целью постановки на государственный баланс.

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

снижение зависимости Алтайского края от поставок ТЭР из соседних регионов;

повышение надежности энергоснабжения удаленных и изолированных потребителей энергии;

внедрение новых технологий;

развитие инновационной составляющей экономики края.

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

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

Прогноз потребности в тепловой энергии выполнен на основании существующих прогнозов теплоснабжения по промышленным предприятиям и зонам централизованного теплоснабжения городских

округов Алтайского края, отнесенных к крупным потребителям тепловой энергии.

Таблица 31

Фактические и прогнозируемые показатели теплоснабжения крупных потребителей и зон централизованного теплоснабжения городских округов Алтайского края на 2019 – 2025 годы
(по данным администраций муниципальных образований)

тыс. Гкал

Наименование потребителя, источники покрытия	Годы						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	факт	прогноз					
1	2	3	4	5	6	7	8
АО «Алтай-Кокс» (на собственные нужды)	486,0	547,5	497,7	497,7	497,7	497,7	497,7
ОАО «Кучуксульфат» (на собственные нужды)	421,2	457,8	475,0	475,0	475,0	475,0	475,0
г. Барнаул, централизо- ванное теплоснабжение	4181,0	3756,7	3717,6	3809,3	3888,3	3961,5	4043,9
покрытие:							
Барнаульская ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3	3938,2	3514,0	3474,9	3566,6	3645,6	3718,8	3801,2
муниципальные котельные	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7	242,7
г. Алейск, централизо- ванное 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 «Теплоцентральный Белокуриха»	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0
г. Бийск, централизо- ванное теплоснабжение	1844,4	1774,0	1781,8	1802,0	1812,2	1828,8	1845,4
покрытие:							
Бийская ТЭЦ-1	1775,0	1704,6	1712,4	1732,6	1742,8	1759,4	1776,0
муниципальные котельные	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4	69,4
г. Заринск, централизо- ванное теплоснабжение	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0
покрытие:							

1	2	3	4	5	6	7	8
ТЭЦ АО «Алтай-Кокс»	305,3	305,3	305,3	305,	305,3	305,3	305,0
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:							
ЮТС АО «Руб ТЭК»	572,66	572,66	572,66	572,66	572,66	572,66	572,66
муниципальные котельные	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
г. Славгород, централизованное теплоснабжение	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
покрытие: котельные ООО «АТС Славгород»	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
ЗАО Сибирский, централизованное теплоснабжение	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9
покрытие: муниципальные котельные	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9
г. Яровое, централизованное теплоснабжение	250,5	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2
покрытие: ТЭЦ г. Яровое	250,5	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2	241,2

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

Таблица 32

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

Показатель	Годы						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	факт	прогноз					
Потребление тепло-энергии, тыс. Гкал	7858,26	7863,26	7868,26	7873,26	7878,26	7883,26	7888,26
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	4,26	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Среднегодовые темпы прироста,	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 33

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

тыс. Гкал

Отпуск теплоэнергии	Годы						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	факт	прогноз					
От электростанций ТГК	7364,1	7380,0	7380,0	7380,0	7380,0	7380,0	7380,0
От котельных	1983,5	1950,0	1950,0	1950,0	1950,0	1950,0	1950,0
От станций промышленных предприятий	1278,5	1327,8	1278,0	1278,0	1278,0	1278,0	1278,0

5.3. Прогноз потребления электрической энергии на 5-летний период по каждому году прогнозируемого периода.

Таблица 34

Прогноз электропотребления энергосистемы Алтайского края

Показатель, единицы измерения	Годы					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Электропотребление, млрд. кВт·ч	10,305	10,342	10,356	10,367	10,397	10,405
Прогнозные темпы прироста,	2,4	0,4	0,1	0,1	0,3	0,07

Согласно прогнозу электропотребления, в энергосистеме Алтайского края, в соответствии с информацией, представленной Системным оператором на основании проекта СиПР ЕЭС 2020 – 2026 гг., его величина в период 2021 – 2025 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост электропотребления в энергосистеме Алтайского края за последующие пять лет составит 63 млн.кВтч, или приблизительно 0,6% .

5.4. Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края на 2021 – 2025 годы

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Алтайского края принят в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2020 – 2026 для Алтайского края (таблица 35).

Согласно прогноза максимального потребления мощности в энергосистеме Алтайского края, величина максимального потребления мощности в период 2021 – 2025 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост максимального потребления мощности в энергосистеме Алтайского края за последующие пять лет составит 12,0 МВт, или приблизительно 0,7%.

Таблица 35

Прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Алтайского края на 2020– 2025 годы

Показатель	Годы					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Максимальное потребление мощности, МВт	1809,0	1 819,0	1 821,0	1 823,0	1 824,0	1 831,0
Прогнозные среднегодовые темпы прироста/снижения,	5,7	0,6	0,1	0,1	0,1	0,4

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

Таблица 36

Прогноз электропотребления и максимума нагрузки крупных потребителей Алтайского края на 2020 – 2025 годы
(по данным компаний)

Потребитель	Годовое электропотребление, млн. кВт·ч						Максимальное потребление мощности, МВт					
	годы						годы					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Западно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	823,1	823,1	823,1	823,1	823,1	823,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1
АО «Алтай-Кокс», г. Заринск	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4	59,4
ОАО «Кучуксульфат», Благовещенский район	62,0	59,0	62,0	59,0	60,0	60,0	7,1	9,4	6,7	6,7	7,2	7,2
ОАО ХК «Барнаульский станкостроительный завод», г. Барнаул	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
ЗАО «Станко-Цепь», г. Барнаул	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
ООО «Литейный завод»	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
ОАО «Авиапредприятие Алтай», г. Барнаул	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
ООО «Барнаульский Водоканал», г. Барнаул	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
ООО «Алтайский комбинат химических волокон»	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1
МУП «Горэлектротранс», г. Барнаул	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
ОАО «Цемент», Заринский район	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
МУП «Водоканал», г. Бийск	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

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 2021 – 2025 годы.

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

Таблица 37

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

Наименование электростанции	Оборудование	Изменение	Год	Вид топлива	Вводимая (+)/ Выводимая (-) мощность		Место расположения
					МВт	Гкал/ч	
ТЭЦ ОАО «ЧСЗ»	Котел ДЕ 25-24-380 ГМ	вывод	2021	газ	-7,5	-11,8	с. Черемное Павловский район
	Котел ДЕ 16-24-380 ГМ	вывод	2023	газ	-7,5	-10,3	
	Котел ДЕ 25-24-380 ГМ	ввод	2021	газ	18,6	16	
	Котел ДЕ 16-24-380 ГМ	ввод	2023	газ	11,6	10	

Изменение установленной мощности действующих и новых электростанций Алтайского края на 2021 – 2025 годы представлено в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2020 – 2026 для Алтайского края (таблица 38)

Таблица 38

Перечень генерирующих объектов с высокой вероятностью реализации модернизации и перемаркировки оборудования для работы на оптовом рынке электроэнергии (в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2020 – 2026 годов)

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Номер блока	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	Вводимая мощность, МВт	Год ввода	Примечание
Славгородская СЭС 40 МВт (1 этап 20 МВт) КодГТП – GVIE0676	-	ООО «Грин Энерджи Рус»	Нет топлива	Новое строительство	20	2021	Письмо от 10.02.20 № 0433/01/исх-20
Курийнская СЭС 30 МВт (1 этап 15 МВт) КодГТП – GVIE0678	-	ООО «Грин Энерджи Рус»	Нет топлива	Новое строительство	30	2021	Письмо от 10.02.20 № 0433/01/исх-20
Курийнская СЭС 30 МВт (2 этап 15 МВт) КодГТП – GVIE0677	-	ООО «Грин Энерджи Рус»	Нет топлива	Новое строительство		2021	Письмо от 10.02.20 № 0433/01/исх-20
Славгородская СЭС 40 МВт (2 этап 20 МВт) КодГТП – GVIE0688	-	ООО «Грин Энерджи Рус»	Нет топлива	Новое строительство	20	2022	Письмо от 10.02.20 № 0433/01/исх-20

По информации потенциального инвестора строительства солнечных электростанций на территории Алтайского края в 2021 году планируется строительство солнечной электростанций «Курьинская СЭС» с установленной мощностью 30,0 МВт и первой очереди «Славгородская СЭС» с установленной мощностью 20,0 МВт, в 2022 году планируется строительство второй очереди «Славгородская СЭС» с установленной мощностью 20,0 МВт.

Таблица 39

Установленные мощности электростанций Алтайского края на период до 2025 года (по состоянию на конец года)

МВт

Электростанции	Прогнозный период, год					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Всего, в том числе:	1572,509	1622,509	1642,509	1642,509	1642,509	1642,509
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС и ГАЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе:	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ТЭЦ	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
НВИЭ, в том числе:	0,0	50,0	70,0	70,0	70,0	70,0
солнечные ЭС	0,0	50,0	70,0	70,0	70,0	70,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

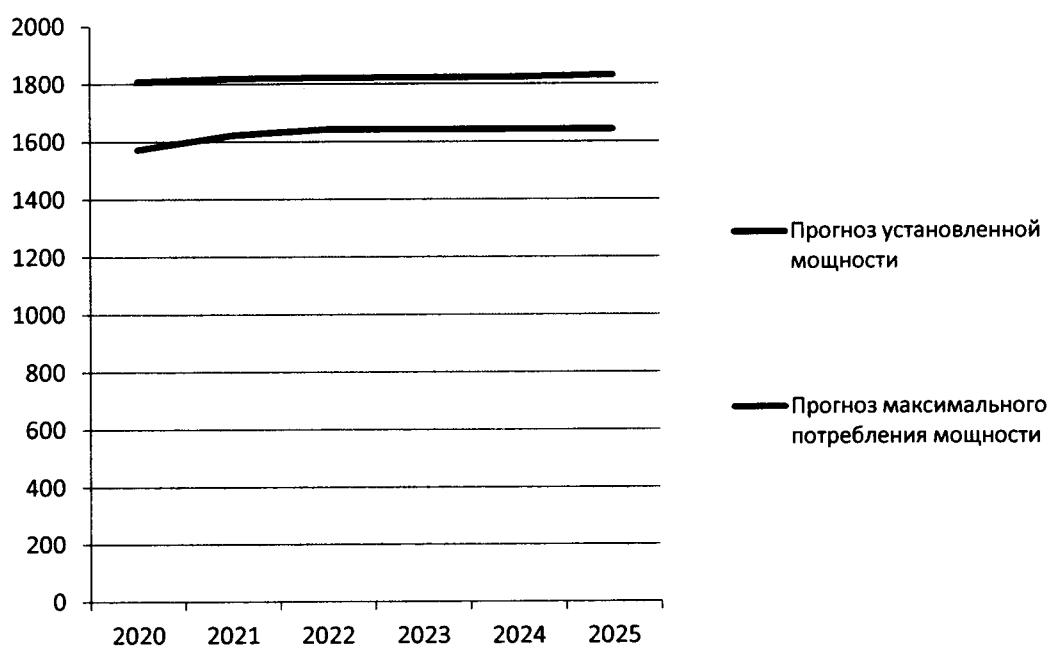


Рисунок 7. Прогноз установленной мощности и потребления мощности энергосистемы Алтайского края в 2020–2025 годах

Таблица 40

Перспективные объемы потребления электрической энергии и мощности территориальной энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2020-2026 годы

Показатель	Единицы измерения	Прогнозируемый период					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
По энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края							
Потребление электроэнергии	млн.кВтч	10848,0	10886,0	10901,0	10914,0	10947,0	10955,0
Максимальная мощность	МВт	1913,0	1924,0	1926,0	1928,0	1929,0	1937,0
По энергосистеме Алтайского края							
Потребление электроэнергии	млн.кВтч	10305,0	10342,0	10356,0	10367,0	10397,0	10405,0
Максимальная мощность	МВт	1809,0	1819,0	1821,0	1823,0	1824,0	1831,0

Величина максимального потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в период 2020 – 2025 годов практически не изменится. Ожидается, что прирост максимального потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края составит 24 МВт, или приблизительно 1,25%. Прирост электропотребления энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края за указанный период составит 107 млн.кВтч, или приблизительно 0,99%

Таблица 41

Перспективный баланс мощности энергосистемы Алтайского края на период 2020 – 2025 годов

МВт

Показатели	Прогнозный период, год					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
Максимум потребления мощности	1809,0	1819,0	1821,0	1823,0	1824,0	1831,0
Установленная мощность,	1572,509	1622,509	1642,509	1642,509	1642,509	1642,509
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
ВИЭ	0,0	50,0	70,0	70,0	70,0	70,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7
Ограничения мощности на час максимума потребления мощности	0,609	50,609	70,609	70,609	70,609	70,609
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	0,609	0,609	0,609	0,609	0,609	0,609
ВИЭ	0,0	50,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Располагаемая мощность на час максимума потребления мощности	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС, в том числе	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9
ВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Избыток (+) / Дефицит (-)	-237,1	-247,1	-249,1	-251,1	-252,1	-259,1

Как следует из таблицы 41, баланс мощности энергосистемы Алтайского края складывается с приемом мощности из соседних энергосистем. На протяжении рассматриваемого прогнозного периода 2020-2025 гг. величина приема мощности возрастает, что обусловлено ростом потребления мощности потребителями энергосистемы Алтайского края (прирост на 22,0 МВт за рассматриваемый период) при отсутствии вводов генерирующих мощностей участвующих в покрытии максимального потребления на территории Алтайского края.

За основу перспективного баланса электроэнергии взят прогноз электропотребления энергосистемы Алтайского края (таблица 40), согласно данным проекта СиПР ЕЭС 2020-2026 годы.

Таблица 42

Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Алтайского края
на период 2020 – 2025 года

млн. кВт·ч

Показатели	Прогнозный период, год					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление	10305,0	10342,0	10356,0	10367,0	10397,0	10405,0

1	2	3	4	5	6	7
Выработка	7291,0	7063,3	7406,0	7593,0	7996,0	7985,0
АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	7291,0	7058,0	7313,0	7467,0	7870,0	7859,0
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВИЭ	0,0	5,3	93,0	126,0	126,0	126,0
прочие	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков электрической энергии*	3014,0	3278,7	2950,0	2774,0	2401,0	2420,0

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

Баланс электроэнергии энергосистемы Алтайского края в период 2020-2025 годы прогнозируется с приемом электроэнергии из соседних энергосистем. Прием электроэнергии в 2020 году ожидается на уровне 3014 млн кВт.ч. К 2025 году прогнозируется снижение приема электроэнергии относительно 2020 года на 594 млн кВт.ч до величины 2420 млн кВт.ч. За период 2020-2025 годы прогнозируется рост электропотребления энергосистемы Алтайского края на 100 млн кВт.ч, при этом, увеличение выработки электроэнергии за тот же период составит 694 млн кВт.ч.

Величина приема электроэнергии в 2020 году составит 29,2 % от суммарного электропотребления энергосистемы Алтайского края. В результате более низких темпов роста электропотребления по сравнению с темпами роста выработки электростанций, величина приема электроэнергии в 2025 году снизится до 23,3 % 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 РФ (Алтайский край и Республика Алтай) ниже представлены перспективные балансы электрической энергии и мощности территориальной энергосистемы в целом.

Таблица 43

Перспективный баланс мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на период 2020 – 2025 годов

МВт

Показатели	Прогнозный период, год					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
Максимум потребления мощности	1913	1924	1926	1928	1929	1937
Установленная мощность,	1692,509	1742,509	1762,509	1762,509	1762,509	1762,509

1	2	3	4	5	6	7
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС, в том числе	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
КЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509	1572,509
ВИЭ	120	170	190	190	190	190
прочие	0	0	0	0	0	0
Ограничения мощности на час максимума потребления мощности	120,609	170,609	190,609	190,609	190,609	190,609
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	0,609	0,609	0,609	0,609	0,609	0,609
ВИЭ	120	170	190	190	190	190
Располагаемая мощность на час максимума потребления мощности	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС, в том числе	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9
КЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9	1571,9
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
прочие	0	0	0	0	0	0
Избыток (+) / Дефицит (-)	-341,1	-352,1	-354,1	-356,1	-357,1	-365,1

Таблица 44

Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Республики
Алтай и Алтайского края на период 2020 – 2025 года

млн. кВт·ч

Показатели	Прогнозный период, год					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление	10848	10886	10901	10914	10947	10955
Выработка	7418	7249	7592	7779	8182	8171
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7
ТЭС	7291	7058	7313	7467	7870	7859
КЭС	0	0	0	0	0	0
ВИЭ	128	191	279	312	312	312
прочие	0	0	0	0	0	0
Сальдо перетоков электрической энергии*	3430	3637	3309	3135	2765	2784

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

Исходя из данных приведенных в таблице 43 и таблице 44 перспективные балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края складывается с приемом мощности из соседних энергосистем.

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

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

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

В случае принятия решения о строительстве Алтайской КЭС необходимо дополнительно обеспечить строительство объектов электросетевого хозяйства для выдачи мощности станции. Режимно-балансовая необходимость в строительстве электростанции отсутствует. Строительство Алтайской КЭС в проекте СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы отсутствует, информация приведена справочно.

Алтайский край располагает существенным потенциалом возобновляемых источников энергии. Суммарные ресурсы ВИЭ, доступные потребителям в Алтайском крае, представлены в таблице 45.

Ресурсы ВИЭ Алтайского края

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

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

Наиболее благоприятными для размещения ветроэнергетических установок являются территории со среднегодовой скоростью ветра более 4 – 4,5 м/с. Этим условиям удовлетворяют города: Алейск, Барнаул, Белокуриха, Камень-на-Оби, Рубцовск, Славгород; районы: Волчихинский, Завьяловский, Ключевский, Кулундинский, Ребрихинский, Родинский, Романовский, Славгородский, Третьяковский, Угловский, Хабарский, Шипуновский.

Города и районы, на территории которых возможна реализация пилотных проектов по сооружению ветрогенерирующих установок малой мощности, приведены в таблице 46.

Таблица 46

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
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 соответствии с научно-исследовательской работой «Опыт внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности на территории Алтайского края» от 13.12.2013, гидроэнергетический потенциал рек Алтайского края способен в значительной степени уменьшить дефицит электроснабжения удаленных от существующей энергосистемы сельских районов, а также районов с одноцепными и радиальными физически изношенными линиями электропередачи 10 кВ.

Таблица 47

Основные характеристики малых ГЭС

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

Кроме указанных в таблице 47 потенциальных для строительства малых ГЭС, перечень перспективных малых ГЭС Алтайского края включает 26 потенциальных объектов суммарной установленной мощностью 404,0 МВт и расчетной годовой выработкой 1541 млн. кВт·ч.

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

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

Перспективным направлением развития энергетики в Алтайском крае, где традиционно развито растениеводство и животноводство, может стать использование биотоплива. На территории предприятия ЗАО «Алтайский бройлер» возможно строительство биоэнергетической установки, работающей на энергии, полученной из органических отходов птицефабрики,

и вырабатывающей тепловую и электрическую энергию, с одновременным производством экологически чистых минеральных удобрений.

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

5.7.1. Анализ энергоузла г.Барнаула

Электроснабжение городского округа – города Барнаула осуществляется от энергосистемы Алтайского края, входящей в состав объединённой энергетической системы Сибири. Опорными центрами питания города являются Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3 и ПС 220 кВ Власиха, связанная по двухцепной ВЛ-220 кВ с ПС 550 кВ Барнаульская (Первомайский район Алтайского края) и ПС 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 ООО «Сибирская генерирующая компания». Барнаульская ТЭЦ-2 – одно из важнейших звеньев в работе огромной системы, отвечающей за тепло и комфорт в домах барнаульцев. Барнаульская ТЭЦ-2 имеет стратегическое значение для обеспечения краевого центра теплом и электроэнергией, на ее долю приходится около 45% от общего числа потребителей СГК в Барнауле. Установленная электрическая мощность станции составляет 300,509 МВт, тепловая – 1148 Гкал/ч. Она оборудована двенадцатью котлами и пятью турбинами. Мощность Барнаульской ТЭЦ-2 выдаётся по трём двухцепным ВЛ-110 кВ.

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

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

пожаробезопасность. Применение КРУЭ позволило также надежно защитить оборудование от воздействия окружающей среды и продлить срок его службы. ПС 220 кВ Власиха обеспечивает электроснабжение Барнаула, а также близлежащих районов края. Данная подстанция удовлетворяет растущий спрос потребителей электроэнергии и дает импульс дальнейшему развитию экономики города.

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

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

В энергосистеме города Барнаула по состоянию на 01.01.2020 находится 56 распределительный пункт (РП) 6-10кВ, собственником которых является БСК и 7 распределительных пунктов (РП) 10 кВ, собственником которых является ООО «Энергия-Транзит».

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

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

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

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

5.7.2. Расчет электроэнергетических режимов энергоузла г. Барнаула

Максимальное потребление мощности энергоузла г. Барнаула, принятое в расчетах электроэнергетических режимов составляет 620 МВт.

Расчетная модель, сформированная в программно-вычислительном комплексе RastrWin, включает в себя основную электрическую сеть 220 кВ и распределительные сети 110 кВ Алтайской энергосистемы, а также сети 35 кВ, расположенные на территории городского округа. В перспективной расчетной схеме были учтены вводы новых, техническое перевооружение и реконструкция существующих электросетевых объектов 110-35 кВ в пределах городского округа и в прилегающей сети на основании следующих документов:

Схема и программа «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы;

документов и предложений энергокомпаний.

Согласно перечисленным выше документам и предложениям, в расчетной модели этапа 2021 года учтены следующие мероприятия в части нового строительства и реконструкции сетей 35-110 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 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (ВТ-111) с разрезанием линии и строительством шлейфового захода на ПС 110 кВ Ковыльная с образованием новых ВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная и ВЛ 110 кВ Ковыльная» – Топчихинская;

реконструкция ПС 35/6 кВ Прудская с трансформаторной мощностью 2х10 МВА.

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

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

Располагаемые мощности электростанций по сезонам года (зима/лето) приведены ниже в таблице 48.

При выполнении расчётов деление по сети 35-110 кВ принято в соответствии с нормальной схемой электрических соединений.

Таблица 48

Участие электрических станций г. Барнаул в режимах

Наименование электростанции	Располагаемая мощность, МВт	
	Режим зимы	Режим лета
Барнаульская ТЭЦ-2	300	220
Барнаульская ТЭЦ-3	445	293
Барнаульская ГТ ТЭЦ	36	31,2

Расчеты электроэнергетических режимов проведены для температуры наружного воздуха, определенной в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты

электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования». Значения температуры приведены в таблице 51.

Расчет режимов в электрической сети 110 кВ г.Барнаула

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

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

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

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

Результаты расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения для данных режимов 2021 года сведены в таблицы 17-18 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 154-159 Тома 2.

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

Расчеты режимов на 2022 – 2025 годы

В связи с тем, что на 2022-2025 годы выполнение мероприятий, влияющих на работу энергосистемы, не запланировано и потребление увеличивается не существенно, расчеты режимов на 2022-2025 годы не приведены в работе.

5.7.3 Рекомендации по развитию энергоузла г.Барнаула

Разработаны следующие мероприятия по развитию энергосистемы

г.Барнаула:

строительство ПС 110/10 кВ Ковыльная. Проектная документация на ПС разработана ООО «ПМК Сибири» (г.Красноярск) в 2015 году. На данный момент ведется актуализация документации. Предусмотрен перевод части нагрузок с ПС 110 кВ КМК на ПС 110 кВ Ковыльная;

реконструкция ПС 35/6кВ Прудская с установкой двух трансформаторов с установленной электрической мощностью по 10 МВА каждый (при разработке проекта по ПС 35 кВ Прудская необходимо уточнить мощность планируемых к установке силовых трансформаторов с учетом действующих на этот момент ТУ на ТП).

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

энергоснабжению точечной застройки Центрального района г.Барнаула;

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

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

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

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

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

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

В целях энергосбережения и повышения энергетической эффективности предусматриваются следующие решения:

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

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

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

Достижение дополнительного экономического эффекта возможно при внедрении следующих мероприятий:

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

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

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

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

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

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

Расчеты электроэнергетических режимов для нормальных и послеаварийных ремонтных схем проведены для зимних и летних максимумов и минимумов нагрузки для каждого года планирования (2021 – 2025 год). В качестве исходных данных приняты данные зимнего контрольного замера и летнего контрольного замера 2019 года.

Прогнозная максимальная мощность Алтайского края соответствует данным приведенным в таблице 49.

Таблица 49

	Потребление, МВт			
	Зима		Лето	
	макс	мин*	макс*	мин*
2021	1819	1228	1281	799
2022	1821	1229	1282	800
2023	1823	1230	1284	801
2024	1824	1231	1284	801
2025	1831	1236	1289	804

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

Увеличение нагрузки в соответствии с заключенными договорами на технологическое присоединение по данным, полученным от Алтайэнерго и БСК, учтено отдельно сверх среднестатистического роста.

Генерация станций, принятая в расчетных моделях приведена в таблице 50.

Таблица 50

Наименование станции	Генерация, МВт			
	Зима		Лето	
	максимум	минимум	максимум	минимум
Барнаульская ТЭЦ-2	300	300	220	220
Барнаульская ТЭЦ-3	445	445	293	293
Бийская ТЭЦ-1	519,9	519,9	505	505
Барнаульская ГТ ТЭЦ	0	0	0	0

Расчеты электроэнергетических режимов проведены для температуры наружного воздуха, определенной в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования». Значения температуры приведены в таблице 51.

Таблица 51

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

При расчетах электрических режимов учтена реализация мероприятий по развитию Алтайской энергосистемы, приведенных в таблице 52.

Таблица 52

Наименование мероприятия	Примечание
Развитие электрических сетей	
на 2021 год	
Строительство ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская Долина (Республика Алтай)	
Строительство ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Манжерокская (Республика Алтай)	
Строительство ПС 110 кВ Ковыльная	Планируемая нагрузка на ПС 110 кВ Ковыльная на год ввода – 14,174 МВт
Реконструкция ПС 35 кВ Прудская	
Развитие генерирующих мощностей	
на 2021 год	
Строительство Курьинской СЭС	Установленная мощность - 30 МВт
Строительство Славгородской СЭС (1 этап)	Установленная мощность - 20 МВт
на 2022 год	
Строительство Славгородской СЭС (2 этап)	Установленная мощность - 20 МВт

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

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

Расчеты режимов на 2021 год

Бийский энергорайон

В Бийском энергорайоне введены в эксплуатацию новые подстанции 110 кВ: ПС 110 кВ Бирюзовая Катунь, ПС 110 кВ Сибирская монета. Планируется ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Алтайская долина (Республика Алтай). Строительство этих ПС обусловлено необходимостью электроснабжения объектов туристско-рекреационного типа особые экономические зоны «Бирюзовая Катунь» (Алтайский край), «Алтайская долина» (Республика Алтай), игорная зона «Сибирская монета» (Алтайский край). Увеличение потребления в районах расположения этих объектов приведет к превышению допустимой токовой нагрузки и снижению напряжения ниже аварийно допустимых значений, и, как следствие, отключению потребителей на территории Бийского энергорайона.

Для развития туристско рекреационного потенциала предгорных районов Алтайского края и Республики Алтай и обеспечения надежного электроснабжения потребителей предусмотрено строительство ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Манжерокская.

Параметры режима для всех вариантов расчета находятся в области допустимых значений: токовая нагрузка элементов не превышает длительно допустимую, уровни напряжения в сети 110 кВ не ниже минимально допустимых (88,6 кВ).

Результаты расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения для нормальных и послеаварийных режимов для зимнего и летнего периодов 2021 года сведены в таблицы 1-8 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 1-84 Тома 2.

Кулундинский энергорайон

В соответствии с выданными техническими условиями на технологическое присоединение электроустановок ОАО «Алтайский Химпром» планируется строительство новой ПС 110 кВ Алтайский Химпром в 2020 году. В технических условиях определены следующие точки присоединения к сети 110 кВ:

оп. № 56 ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская I цепь с отпайками (ВЛ КС-115;

оп. № 56 ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская II цепь с отпайками (ВЛ КС-116.

В рамках выполнения данной работы проведены расчеты режимов в Кулундинском энергорайоне с учетом ввода в эксплуатацию новой ПС.

По результатам расчётов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в различных схемно-режимных ситуациях токовые перегрузки не выявлены. Уровни напряжения не выходят за пределы допустимых значений.

Результаты расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения для нормальных и послеаварийных режимов для зимнего и летнего периодов 2021 года сведены в таблицы 9-12 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 85-124 Тома 2.

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 (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 2021 года. Однако выполнение схемно-режимных мероприятий (повышения напряжения на ПС 220 кВ Южная путем изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов) позволит повысить напряжение на ПС 110 кВ Ковыльная выше аварийно допустимого значения (85 кВ).

Выполнение схемно-режимных мероприятий (повышения напряжения на ПС 220 кВ Южная и ПС 220 кВ Горняк путем изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов, увеличения выдачи реактивной мощности на Бийской ТЭЦ) позволило повысить напряжение на ПС 110 кВ Ковыльная до уровня 90,2 кВ.

При отключении КВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Власиха – Приобская с отпайками составит 335 А в начале линии и 284 А в конце линии. Длительно допустимый ток по данной ЛЭП составляет 330 А и ограничивается трансформатором тока на ПС 110 кВ Приобская. На ПС 220 кВ Власиха трансформатор тока имеет номинал 1000 А. Таким образом токовой перегрузки элементов сети 110 кВ не возникает.

Результаты расчетов потокораспределения мощности и уровней напряжения для нормальных и послеаварийных режимов для зимнего и летнего периодов 2021 года сведены в таблицы 13-16 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 125-153 Тома 2.

Расчеты режимов на 2022 – 2025 годы

В связи с тем, что на 2022-2025 годы выполнение мероприятий, влияющих на работу энергосистемы, не запланировано и потребление Алтайского края увеличивается не существенно, расчеты режимов на 2022-2025 годы не приведены в работе.

Ввод в работу новых генерирующих объектов (СЭС).

В рамках выполнения работы отдельно рассмотрены электроэнергетические режим летних максимумов при максимальной выдаче мощности планируемых к вводу Курьинской и Славгородской СЭС.

2021 год. Строительство Курьинской СЭС

В соответствии с предоставленной информацией ООО «Грин Энерджи Рус» планируется строительство фотоэлектрических солнечных электростанций в районе села Курья Алтайского края установленной мощностью 30 МВт.

В качестве предварительной точки присоединения предлагается опора №292 ВЛ 110 кВ Дальняя – Курьинская (ВЛ ДК-63).

С целью выявления рисков нарушения допустимых параметров электроэнергетического режима при максимальной генерации мощности Курьинской СЭС, проведены расчеты и анализ установившихся электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в электрической сети района размещения Курьинской СЭС.

Поскольку максимальная генерация мощности СЭС возможна только в дневное летнее время, электроэнергетические режимы рассчитаны на период летнего максимума 2021 года. Дополнительно, для оценки риска превышения наибольшего рабочего напряжения, рассмотрен режим летнего дневного минимума нагрузок.

Все послеаварийные установившиеся режимы работы сети рассматриваемого района характеризуются допустимой токовой загрузкой элементов сети и допустимыми уровнями напряжений.

Результаты расчетов потоков распределения мощности и уровней напряжения для нормальных и послеаварийных режимов сведены в таблице 19 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 160-171 Тома 2.

2021-2022 годы. Строительство Славгородской СЭС

В соответствии с предоставленной информацией ООО «Грин Энерджи Рус» планируется строительство фотоэлектрических солнечных электростанций в районе города Славгород Алтайского края установленной мощностью 40 МВт (1 очередь 20 МВт в 2021 году, 2-я очередь 20 МВт в 2022 году).

В качестве предварительной точки присоединения предлагается опора №268 ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская II цепь с отпайками (ВЛ КС-116).

С целью выявления рисков нарушения допустимых параметров электроэнергетического режима при максимальной генерации мощности Славгородской СЭС, проведены расчеты и анализ установившихся электроэнергетических режимов потоков распределения мощности и уровней напряжения в электрической сети района размещения Славгородской СЭС.

Поскольку максимальная генерация мощности СЭС возможна только в дневное летнее время, электроэнергетические режимы рассчитаны на период летнего максимума 2022 года.

Все послеаварийные установившиеся режимы работы сети рассматриваемого района характеризуются допустимой токовой загрузкой элементов сети и допустимыми уровнями напряжений.

Результаты расчетов потоков распределения мощности и уровней напряжения для нормальных и послеаварийных режимов сведены в таблицы 20 Приложения А и представлены в графическом виде на рисунках 172-179 Тома 2.

С учетом прогнозируемых режимных условий необходимость увеличения установленной мощности генерирующих объектов на территории Алтайского края не требуется.

5.8. Предложения по развитию электрической сети.

5.8.1. 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 2020 – 2026 годы;
- 2) предложения органов исполнительной власти Алтайского края;
- 3) предложения Новосибирского РДУ;
- 4) предложения электросетевых организаций;
- 5) договоры на технологическое присоединение к электрическим сетям;
- 6) результаты расчетов электроэнергетических режимов.

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

Таблица 53

№ п/п	ПС	Собственник	Год ввода
1.	Строительство ПС 110 кВ и строительство отпаяк от оп. № 56 ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская I цепь с отпайками (ВЛ КС-115) и ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская II цепь с отпайками (ВЛ КС-116) для электроснабжения ОАО «АЛТАЙСКИЙ ХИМПРОМ»	ОАО «АЛТАЙСКИЙ ХИМПРОМ»	2020
2.	Строительство ПС 220 кВ Цемент с отпайкой от ВЛ 220 кВ Смазнево – Артышта	ОАО «Цемент»	2020*

* - в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы

Срок действия технических условий на технологическое присоединение заканчивается в 2020 году и мероприятие ОАО «АЛТАЙСКИЙ ХИМПРОМ» актуально при наличии действующих технических условий на технологическое присоединение данного заявителя, и может быть реализовано за рамками планируемого срока перечня мероприятий (2021 - 2025 годы).

В связи с аннулированием ТУ на ТП строительства ПС 110 кВ Индустриальный парк, данное мероприятия исключено из перечня

мероприятий, предусмотренных в СиПР Алтайского края на 2020– 2024 годы.

СиПР Алтайского края на 2020-2024 годы предусматривалась замена трансформатора 2,5 МВА на трансформатор 6,3 МВА на ПС 110 кВ Новоромановская со сроком реализации в 2021 году. Алтайэнерго выполнило замену трансформаторов в 2019 году в связи с необходимостью его аварийной замены. В настоящее время на ПС 110 кВ Новоромановская установлено два трансформатора по 6,3 МВА каждый, что соответствует проектным решениям по данной подстанции.

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

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

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

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

строительство электрических сетей для технологического присоединения новых потребителей;

монтаж интеллектуальных систем учета электрической энергии;

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

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

Таблица 54

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

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11	12	13	14
2.2.1	Строительство ПС 110/6 кВ, строительство ЛЭП 110 кВ отпайками от оп. № 56 ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская I цепь с отпайками (ВЛ КС-115) и ВЛ 110 кВ Кулунда – Славгородская II цепь с отпайками (ВЛ КС-116)**	ОАО «АЛТАЙСКИЙ ХИМПРОМ»	ТУ на ТП	2020	-	2х16 МВА, 1 км	213,5		213,5					213,5

* срок действия технических условий на технологическое присоединение заканчивается в 2020 году и данное мероприятие актуально при наличии действующих технических условий на технологическое присоединение данного заявителя, и может быть реализовано за рамками планируемого срока перечня мероприятий (2021 -2025 годы).

Таблица 55

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					
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Алтайэнерго	2,5390	2,5009	2,4634	2,4264	2,3816	2,3816
БСК	-	-	-	-	-	-
	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки					
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Алтайэнерго	1,8647	1,8367	1,8092	1,7820	1,7590	1,7590
БСК	-	-	-	-	-	-

Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении Алтайэнерго, БСК, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Алтайского края показывает, что с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов программы развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше на территории Алтайского края на 2020 – 2025 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 56

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	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 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	3,14	1,05	2,71	1,89	0,81	
		Реконструкция, МВА	1,48	1,05	1,37	0,57	0,81	
		Новое строительство, МВА	1,16	0	1,34	1,32	0	
		Приобретение, МВА	0,5	0	0	0	0	
		Всего по линиям электропередачи, км	39,289	68,494	42,202	75,443	51,588	
		Реконструкция, км	32,42	65,234	26,751	53,026	33,666	
		Новое строительство, км	3,869	3,26	15,451	22,417	17,922	
		Приобретение, км	3	0	0	0	0	
Алтайэнерго	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	25,8	5,6	5,8	8,0		
		Реконструкция, МВА	21,6	1,6	1,5	2,8		
		Новое строительство, МВА	4,2	4,0	4,3	5,2		
		Приобретение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Всего по линиям электропередачи, км	300,8	297,0	298,1	296,7		
		Реконструкция, км	239,3	233,0	230,9	224,7		
		Новое строительство, км	61,5	64,0	67,2	72,0		
		Приобретение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
БСК	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООО «Заринская сетевая компания»	строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Мощность всего, МВА	6,0	16,0	50,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, МВА	6,0	16,0	50,0	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

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

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	электрических сетей и подстанций классом напряжения ниже 110 кВ	Реконструкция, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, МВА	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Всего по линиям электропередачи, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Реконструкция, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Новое строительство, км	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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
РЖД	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 57

Сводные данные по ПС класса 35 кВ и выше на 2019 – 2025 годы

Класс напряжения ПС, кВ	Показатель	Годы						
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
35	Количество ПС	157	157	157	157	157	157	157
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	883,2	883,2	883,2	883,2	883,2	883,2	883,2
110	Количество ПС	195	196	196	196	196	196	196
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	4493,0	4509,0	4512,7	4512,7	4512,7	4512,7	4512,7
220	Количество ПС	14	15	15	15	15	15	15
	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА	2819,0	2844,0	2844,0	2844,0	2844,0	2844,0	2844,0
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 58

Сводные данные по ЛЭП по цепям класса 20 кВ и выше на 2019 – 2025 годы

Класс напряжения ЛЭП (ВЛ и КЛ), кВ	Годы						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
20-35	3938,6	3938,6	3938,6	3938,6	3938,6	3938,6	3938,6
110	7638,7	7638,7	7638,7	7638,7	7638,7	7638,7	7638,7
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. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Алтайского края в топливе.

Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний на перспективу до 2024 года определена исходя из прогнозируемых объемов выработки электрической и тепловой энергии с учетом удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, а также с учетом демонтажа и ввода генерирующего оборудования в период 2020 – 2025 годов.

Таблица 59

Фактическая и плановая потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период 2020 – 2025 годов

Год	Газ		Мазут		Уголь		Прочее		Итого	
	тыс. т у.т.		тыс. т у.т.		тыс. т у.т.		тыс. т у.т.		тыс. т у.т.	
2019 (факт)	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2020	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2021	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2022	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2023	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2024	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0
2025	457,31	10,0	38,31	0,84	3632,12	79,9	416,29	9,16	4544,03	100,0

Существенных изменений в пропорциях структуры использования топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний Алтайского края в период до 2025 года не предполагается. Доминирующим видом топлива в энергетике края останется каменный уголь.

5.12. Анализ наличия разработанных схем теплоснабжения городов Алтайского края.

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

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

Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения схем теплоснабжения утверждены постановлением

Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 (далее – постановление № 154).

Схема теплоснабжения г. Барнаула до 2029 года утверждается приказом Минэнерго России. Схемы теплоснабжения остальных муниципальных образований Алтайского края утверждаются органами местного самоуправления.

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

В Алтайском крае численность свыше 100 тыс. человек имеет г. Барнаул (700,3 тыс. человек), г. Бийск (213,6 тыс. человек) и г. Рубцовск (146,4 тыс. человек).

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

- г. Новоалтайск – 73,1 тыс. человек;
- г. Заринск – 47,0 тыс. человек;
- г. Камень-на-Оби – 42,5 тыс. человек;
- г. Славгород – 40,6 тыс. человек;
- г. Алейск – 28,5 тыс. человек;
- г. Яровое – 18,1 тыс. человек;
- г. Белокуриха – 15,1 тыс. человек;
- ЗАТО Сибирский – 12,2 тыс. человек;
- г. Змеиногорск – 10,7 тыс. человек;
- г. Горняк – 13,0 тыс. человек;
- сельское поселение Алтайский сельсовет Алтайского района – 14,2 тыс. человек;
- городское поселение Благовещенский поссовет Благовещенского района – 11,6 тыс. человек;
- сельское поселение Волчихинский сельсовет Волчихинского района – 10,3 тыс. человек;
- сельское поселение Кулундинский сельсовет Кулундинского района – 14,5 тыс. человек;
- сельское поселение Михайловский сельсовет Михайловского района – 10,8 тыс. человек;
- сельское поселение Павловский сельсовет Павловского района – 14,8 тыс. человек;
- сельское поселение Поспелихинский Центральный сельсовет Поспелихинского района – 11,9 тыс. человек;
- городское поселение Тальменский поссовет Тальменского района – 19,0 тыс. человек;
- сельское поселение Шипуновский сельсовет Шипуновского района – 13,5 тыс. человек.

В соответствии с постановлением № 154 для вышеуказанных поселений, кроме г. Барнаула, схемы теплоснабжения разработаны в соответствии со всеми требованиями указанного постановления кроме

требований по разработке схемы теплоснабжения в части разработки Электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа.

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

Для поселений Алтайского края существует два варианта разработки схем теплоснабжения:

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

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

При анализе наличия схем теплоснабжения городов Алтайского края установлено следующее.

1) В 2013 году администрацией г. Барнаула была разработана Схема теплоснабжения городского округа г. Барнаула (исполнитель – ООО Строительная компания «ИНМАР» (г. Москва). Актуализированная схема теплоснабжения г. Барнаула до 2033 года утверждена приказом Минэнерго России от 19.06.2018 № 468.

2) В 2013 году была разработана схема теплоснабжения г. Бийска до 2030 года. Актуализированная схема теплоснабжения г. Бийска до 2033 года утверждена постановлением Главы г. Бийска от 26.10.2018 № 1534. Схема теплоснабжения не включает новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных. Перечень котельных, запланированных к реконструкции и строительству, представлен в указанном постановлении.

3) Схема теплоснабжения г. Рубцовска Алтайского края на период до 2035 года утверждена постановлением администрации г. Рубцовска от 27.09.2018 № 2523.

4) Схема теплоснабжения г. Новоалтайска Алтайского края на период 2013 – 2028 годов разработана в 2014 году. Актуализированная схема теплоснабжения утверждена постановлением администрации г. Новоалтайска от 06.05.2016 № 743.

5) Схема теплоснабжения муниципального образования город Заринск Алтайского края разработана и утверждена постановлением администрации города Заринска Алтайского края от 13.04.2015 № 412. Актуализация схемы теплоснабжения была проведена 14.04.2016, 20.01.2017, 13.04.2018.

6) Схема теплоснабжения г. Камня-на-Оби Алтайского края до 2029 годы утверждена в 2014 году.

7) В 2016 году администрацией г. Славгорода была разработана и утверждена схема теплоснабжения городского округа Славгорода на период

2016 – 2031 годов и актуализирована в 2018 году.

8) Схема теплоснабжения г. Алейска на период до 2035 года утверждена в 2014 году.

9) Схема теплоснабжения г. Яровое на период до 2027 года разработана и утверждена администрацией города в 2013 году. Актуализированная схема теплоснабжения утверждена постановлением администрации г.Яровое от 13.04.2018 № 290. Новое строительство, расширение ТЭЦ и котельных не планируется.

10) Схема теплоснабжения муниципального образования города Белокуриха Алтайского края, утверждена постановлением администрации города от 09.12.2013 № 2385, в редакции постановлений администрации города от 31.03.2014 № 427, от 31.03.2015 № 447, от 15.06.2016 № 560, от 02.04.2018 № 31.

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

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

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

13) Разработана и утверждена постановлением Администрации Локтевского района от 14.04.2017 № 185 схема теплоснабжения г. Горняк Локтевского района Алтайского края на 2012 – 2015 годы и на период до 2027 года.

5.13. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения.

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

ограниченное количество крупных узлов нагрузки;

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

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

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

Строительство в Алтайском крае ГТУ-надстроек для паросиловых блоков на существующих ТЭЦ и строительство ПГУ на их базе, строительство иных ТЭЦ с ПГУ и ГТ установками с одновременным выбытием котельных в 2019 – 2024 годах существующими схемами теплоснабжения муниципальных образований, а также планами

генерирующих компаний не предусматривается ввиду отсутствия предпосылок для этого. Также в крае не предусматривается переоборудование котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

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

- реконструкция тепловых сетей с увеличением их диаметра;
- строительство новых магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- новое строительство тепловых сетей для обеспечения надежности;
- строительство новых котельных в целях обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- реконструкция котельных с целью повышения энергетической эффективности работы источника тепловой энергии, увеличения установленной тепловой мощности, обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, в том числе с расширением котельных и одновременным закрытием котельных с демонтажем старого оборудования;
- обновление основного оборудования ТЭЦ.

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

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

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

- модернизация оборудования Барнаульской ТЭЦ-2 (реконструкция турбины типа Р-50-130-1, турбина ст. № 7 перемаркирована в 2019 году);
- модернизация оборудования Барнаульской ТЭЦ-3;
- реконструкция изношенного оборудования котельных, ЦТП;
- перевод на газовое топливо муниципальных отопительных котельных.

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

В 2010 году ООО «ЭнергоФихтнер» выполнило предварительное ТЭО «Разработка обоснования инвестиций расширения Барнаульской ТЭЦ-3 энергоустановками общей мощностью 100 МВт», в котором было предложено 9 вариантов состава основного оборудования для расширения

станции, в том числе вариант с пылеугольным теплофикационным энергоблоком, включающим:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;

- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;

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

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

снижение аварийности систем теплоснабжения.

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

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

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

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

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

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

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

За счет средств из федерального бюджета будет выполнена реконструкция котельной № 1.

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

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

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

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

Схема теплоснабжения г. Камня-на-Оби Алтайского края до 2029 годы 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 60

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. Кондратьюка,	котел КВр-0,8	3

1	2	3	4
	д. 36а		
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 котельных и всего котельного оборудования технологически необходима в связи с тем, что их существенная часть была введена в эксплуатацию в 1980 – 1990-е годы. Износ котельного оборудования составляет порядка 85 .

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В целях модернизации теплоснабжения города Белокуриха ЗАО

«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.

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

Таблица 61

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

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

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

Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ (Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Бийская ТЭЦ-1, ТЭЦ АО «Алтай-Кокс», ТЭЦ г. Яровое, ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат», ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод») отсутствуют. Также инвестиционными планами собственников ТЭЦ в 2021 – 2025 годах не предусмотрено начало проектно-изыскательских работ или иных работ по переводу ТЭЦ на парогазовый цикл, в том числе строительству газотурбинных надстроек для паросиловых блоков или строительству ПГУ на базе существующих ТЭЦ.

5.15. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Алтайского края на период 2021 – 2025 годов.

Изменение ключевых показателей развития теплосетевого хозяйства на территории Алтайского края на период 2021 – 2025 годов планируется в том числе Энергетической стратегией Алтайского края на период до 2023 года с

достижением уровня к 2023 году следующих показателей:

снижение уровня износа оборудования с 85 до 50 (в том числе оборудование котельных);

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

снижение непроизводственных потерь в коммунальных сетях до 14 ;

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

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

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

Мероприятия по развитию тепловых сетей

1) Мероприятия по развитию тепловых сетей г. Барнаула:

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

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

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

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

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

по ул. Интернациональной, д. 121;

по ул. Павловский тракт, д. 49/1;

по ул. Первомайская, д. 50б;

по ул. 6-ая Нагорная, д. 15;

по ул. Лесной тракт, д. 75;

по ул. Пушкина, д. 30.

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

прокладка нового участка сети от распределительных квартальных сетей Барнаульской ТЭЦ-3 от тепловой камеры 1-02-ТК.ТП-6а до котельной

по ул. Власихинская, д. 29, закрытие котельной, перевод абонентов на Барнаульскую ТЭЦ-3;

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

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

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

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

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

2) Мероприятия по развитию тепловых сетей г. Бийска

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

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

предложения по новому строительству магистральных и распределительных тепловых сетей включают:

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

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

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

предложения по новому строительству внутриквартальных тепловых сетей включают:

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

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

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

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

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

реконструкция 6386 м тепловых сетей;

строительство тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения: 3440 метров.

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

г) строительство и реконструкция насосных станций.

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

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

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

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

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

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

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

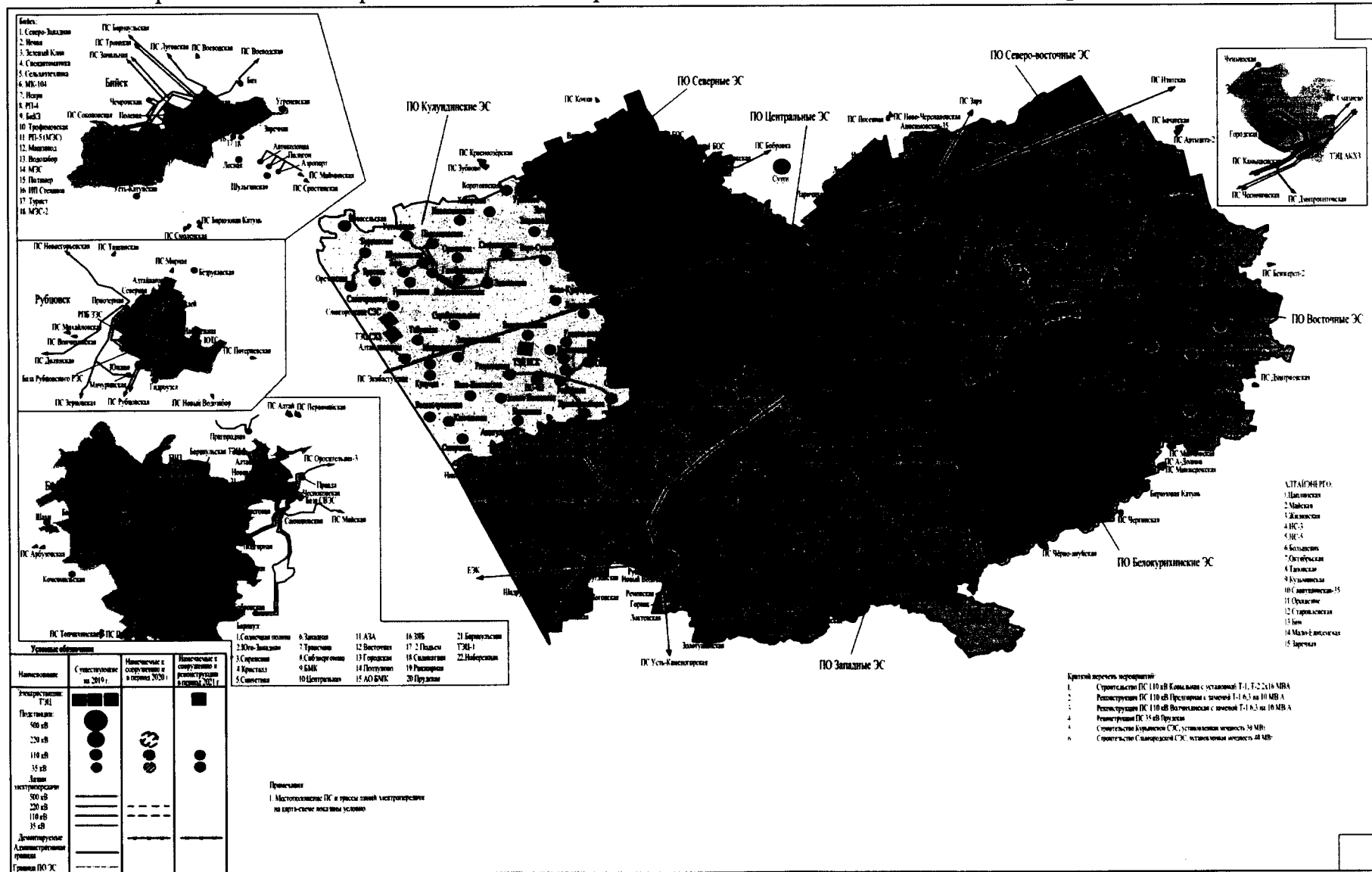
10) В г. Белокурихе в рамках модернизации системы теплоснабжения для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в период до 2032 года предполагается перекладка участков тепловых сетей общей протяженностью 1,1 км.

При дальнейшем развитии города и обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки необходимо выполнить перекладку

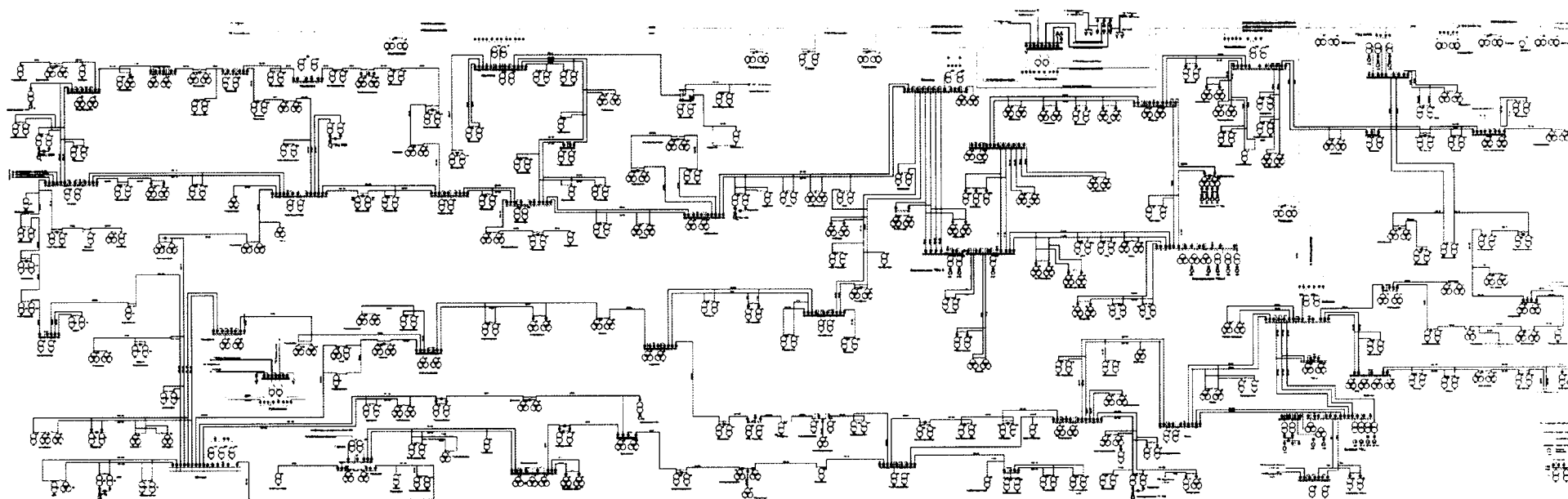
теплотрасс суммарной протяженностью 256 м в двухтрубном исчислении, а также выполнить строительство повысительной насосной станции.

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

5.16. Карта - схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2021-2025 год



5.17. Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Алтайского края на 2021-2025 год



VI. Список принятых сокращений

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

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

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

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

Приложение 1

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

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

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

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

167	ПС 110 кВ Павловская	16	16		
168	ПС 110 кВ Рогозихинская	6,3	6,3		
169	ПС 110 кВ Гоньба	25	25		
170	ПС 110 кВ КМК	15	15		
171	ПС 110 кВ Лебяжье	25	25		
172	ПС 110 кВ Шахи	6,3	10		
173	ПС 110 кВ Белово	6,3	6,3		
174	ПС 110 кВ Ребриха	6,3	6,3		
175	ПС 110 кВ Усть-Мосиха	2,5	2,5		
176	ПС 110 кВ Парфеново	2,5	2,5		
177	ПС 110 кВ Победим	2,5	2,5		
178	ПС 110 кВ Раздолье	2,5	6,3		
179	ПС 110 кВ Топчихинская	6,3	10		
180	ПС 110 кВ Чистюньская	2,5	2,5		
181	ПС 110 кВ Коробейниково	3,2	2,5		
182	ПС 110 кВ Отрадное	6,3			
183	ПС 110 кВ Усть-Пристань	6,3	6,3		
184	ПС 110 кВ Гидроузел	10	10		
БСК					
185	ПС 110 кВ АТИ	31,5	31,5		
186	ПС 110 кВ Кристалл	25,0	25,0	25,0	
187	ПС 110 кВ Строительная	16,0	16,0		
188	ПС 110 кВ Бурсоль				
РЖД					
189	ПС 110 кВ Усть-Тальменская	40,0	40,0		
190	ПС 110 Локомотивная	16,0	16,0		
191	ПС 110 кВ Алтайская	40,0	40,0		
192	ПС 220 кВ Тягун	40,0	40,0		
193	ПС 220 кВ Смазнево	40,0	40,0		
194	ПС 220 кВ Шпагино	40,0	40,0		
195	ПС 220 кВ Ларичиха	40,0	40,0		
196	ПС 220 кВ Плотинная	40,0	40,0		
197	ПС 220 кВ Световская	40,0	40,0		
198	ПС 220 кВ Урываево	40,0	40,0		
ЗСП МЭС					
199	КТПБ-110/10 ПС 1150 кВ Алтай	16,0	16,0		
200	ПС 220 кВ Бийская	200,0	200,0		
201	ПС 220 кВ Троицкая	25,0	25,0		
202	ПС 220 кВ Чесноковская	200,0	200,0		
203	ПС 220 кВ Власиха, 4Т-80МВА	200,0	200,0	80,00	40,0
204	ПС 220 кВ Светлая	125,0	125,0		
205	ПС 220 кВ Южная	125,0	200,0	200,0	
206	ПС 220 кВ Горняк	63,0	125,0		
207	ПС 500 кВ Барнаульская	501,0	501,0		
208	ПС 500кВ Рубцовская	501,0	501,0		
209	ПС 1150 кВ Алтай	-	-		

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Приложение 3

Таблица 1

ПС 35/110 кВ, фактическая нагрузка которых в 2017 году
составляла менее 50 %

№ п/п	Наименование ПС	Уровни напряжения ПС 35-110 кВ	Установ- ленная мощность Т-1, МВт	Установ- ленная мощность Т- 2, МВт	Фактичес- кая нагрузка, МВт	Фактичес- кая нагрузка, %
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 1 Подъем	35/6	10,00	10,00	3,78	40,68
2	ПС Акутихинская	35/10	2,50	0,00	0,28	12,13
3	ПС Алексеевская	35/10	1,60	0,00	0,56	37,82
4	ПС Анисимовская	35/10	2,50	0,00	0,00	0,00
5	ПС Анисимовская	110/10	16,00	0,00	0,60	4,24
6	ПС Арбузовская	110/35/10	6,30	6,30	2,62	46,71
7	ПС Ашегульская	35/10	1,60	0,00	0,00	0,00
8	ПС База Рубцовского РЭС	35/10	1,60	0,00	0,11	7,48
9	ПС Безрукавская	110/10	6,30	0,00	2,41	43,02
10	ПС Белово	110/35/10	6,30	6,30	2,18	38,86
11	ПС Белоглазовская	35/10	3,20	3,20	0,90	30,18
12	ПС Березовская	35/10	2,50	2,50	0,82	35,44
13	ПС Большевик	35/10	2,50	0,00	0,56	24,02
14	ПС Боровлянская	35/10	1,60	0,00	0,49	33,21
15	ПС Боровская	35/10	1,60	0,00	0,24	16,43
16	ПС Бор-Форпост	110/10	6,30	0,00	0,53	9,39
17	ПС Буяновская	110/10	6,30	6,30	0,16	2,80
18	ПС Быстроистокская	110/10	6,30	6,30	1,59	28,29
19	ПС Васильчуковская	110/10	2,50	0,00	0,33	14,82
20	ПС Велижановская	110/10	6,30	6,30	0,78	13,89
21	ПС Верхаллакская	35/10	1,60	1,60	0,15	9,76
22	ПС Верх-Ануйская	110/10	6,30	0,00	1,65	29,41
23	ПС Верхпайвинская	35/10	2,50	0,00	0,19	8,37
24	ПС Верх-Суетская	110/35/10	10,00	6,30	2,46	43,94
25	ПС Верхчуманская	110/10	2,50	2,50	0,60	27,11
26	ПС Весенняя	110/10	6,30	0,00	1,73	30,86
27	ПС Водстрой	35/6	2,50	2,50	0,34	14,42
28	ПС Волчнобурлинская	110/10	6,30	6,30	0,77	13,80
29	ПС Востровская	35/10	2,50	2,50	0,71	30,60
30	ПС Второкаменская	110/10	6,30	6,30	1,50	26,77
31	ПС Гидроузел	110/6	10,00	10,00	2,40	26,99
32	ПС Гилевская	110/10	2,50	0,00	0,00	0,00
33	ПС Глубоковская	110/10	6,30	6,30	2,08	37,07
34	ПС Гляденьская	110/35/10	6,30	0,00	1,12	19,92
35	ПС Гоньба	110/10/6	25,00	25,00	5,07	22,77
36	ПС Гришковская	110/35/10	6,30	6,30	1,71	30,55
37	ПС Дальняя	110/35/10	10,00	10,00	1,91	21,50
38	ПС Дмитротитовская	110/10	2,50	2,50	0,57	25,75
39	ПС Долинская	35/10	1,60	0,00	0,23	15,63
40	ПС Жилинская	35/10	2,50	2,50	0,46	19,96
41	ПС Заборная	35/10	4,00	0,00	0,14	3,72
42	ПС Загайновская	35/10	2,50	2,50	0,72	31,17
43	ПС Зайцевская	35/10	2,50	2,50	0,90	38,53
44	ПС Заречная	110/35/20/10	10,00	10,00	10,12	31,59

1	2	3	4	5	6	7
45	ПС Заря	35/10	4,00	4,00	0,95	25,61
46	ПС Зелено Полянская	110/10	2,50	0,00	0,24	10,94
47	ПС Зеленый Клин	110/10	16,00	16,00	6,22	43,67
48	ПС Зеркалы	35/10	2,50	0,00	0,31	13,54
49	ПС Зерновская	35/10	1,80	0,00	0,03	2,00
50	ПС Зимино	35/10	3,20	1,80	0,29	17,56
51	ПС Златополинская	110/10	2,50	2,50	0,89	40,04
52	ПС Змеиногорская	110/35/10	25,00	15,00	11,02	49,54
53	ПС Знаменская	35/10	1,60	1,60	0,55	36,96
54	ПС Золотушинская	110/10	6,30	0,00	0,40	7,12
55	ПС ЗЯБ	35/6	10,00	10,00	4,41	47,37
56	ПС Зятьковская	110/10	2,50	2,50	0,41	18,40
57	ПС Ивановская	35/10	1,60	2,50	0,46	31,12
58	ПС Калманская	110/10	6,30	0,00	0,65	11,54
59	ПС Каменская-2	110/10	10,00	10,00	3,56	40,04
60	ПС Камышенская	110/10	10,00	10,00	0,86	9,72
61	ПС Катунь	110/10	2,50	2,50	1,05	46,99
62	ПС Кашино	110/35/10	6,30	6,30	1,86	33,21
63	ПС Клепечихинская	110/10	2,50	2,50	0,70	31,67
64	ПС Ключевская	110/10	0,00	15,00	6,39	47,90
65	ПС Кокс	110/10	25,00	25,00	2,55	11,46
66	ПС Колыванская	35/10	1,60	0,00	0,58	38,68
67	ПС Комарихинская	35/10	1,80	1,80	0,53	31,44
68	ПС Коминтерновская	35/10	2,50	0,00	0,84	36,19
69	ПС Коммунальная	35/6	10,00	6,30	1,42	24,29
70	ПС Контошинская	35/10	2,50	0,00	0,69	29,79
71	ПС Корниловская	35/10	4,00	2,50	0,43	18,39
72	ПС Коробейниково	110/10	3,20	2,50	0,96	42,99
	ПС Корчинская	110/10	6,30	6,30	1,93	34,44
73	ПС Косихинская	110/35/10	10,00	10,00	4,07	45,67
74	ПС Костинлоговская	35/10	2,50	2,50	0,50	21,40
75	ПС Кочкинская	35/10	1,60	1,60	0,34	22,62
76	ПС Красноалтайская	35/10	2,50	0,00	0,39	16,73
77	ПС Красноорловская	110/10	2,50	2,50	0,86	38,81
78	ПС Красноярровская	35/10	3,20	0,00	0,35	11,61
79	ПС Крестьянская	35/10	2,50	0,00	0,94	40,49
80	ПС Кругловская	35/10	1,80	0,00	0,34	20,42
81	ПС Крутихинская	110/10	6,30	6,30	2,59	46,22
82	ПС Кузьминская	35/10	1,60	0,00	0,25	16,88
83	ПС Куяганская	110/10	2,50	2,50	0,48	21,65
84	ПС Кытмановская	110/10	6,30	6,30	2,40	42,89
85	ПС Лаптев-Логовская	35/10	1,60	2,50	0,25	16,61
86	ПС Лебяжье	110/35/10	25,00	25,00	4,05	18,20
87	ПС Линевская	110/10	2,50	2,50	0,61	27,60
88	ПС Локтевская	35/10	4,00	0,00	0,91	24,55
89	ПС Лосихинская	35/10	2,50	2,50	0,24	10,36
90	ПС Луговская	35/10	2,50	0,00	0,47	20,33
91	ПС Майская	35/10	10,00	10,00	2,15	23,10
92	ПС Малый Башчелак	35/10	1,00	0,00	0,32	34,70
93	ПС Метелёвская	35/10	4,00	4,00	0,74	19,94
94	ПС МЗХР	110/6	10,00	10,00	1,49	16,75
95	ПС Мирная	110/35/10	10,00	10,00	1,65	18,57
96	ПС Мичуринская	35/10	2,50	0,00	0,89	38,38

1	2	3	4	5	6	7
97	ПС Молодежная	110/10	2,50	2,50	0,91	40,92
98	ПС Мостовая	110/6	6,30	0,00	0,50	8,94
99	ПС Моховская	35/10	2,50	2,50	0,76	32,66
100	ПС Мышкинская	110/10	10,00	10,00	0,42	4,77
101	ПС Набережная	35/10	2,50	2,50	0,86	37,15
102	ПС Нагорная	35/10	2,50	2,50	1,15	49,42
103	ПС Насосная-1 БОС	110/6	16,00	0,00	0,01	0,05
104	ПС Насосная-2 БОС	110/6	16,00	0,00	0,00	0,00
105	ПС Ненинская	110/35/10	10,00	0,00	3,63	40,74
106	ПС Нижнечуманская	35/10	2,50	4,00	0,48	20,77
107	ПС Николаевская	110/10	3,20	2,50	0,39	17,39
108	ПС Новоалтайская	110/10	25,00	32,00	7,85	35,28
109	ПС Новобурановская	110/35/10	6,30	0,00	1,05	18,76
110	ПС Нововознесенская	35/10	4,00	4,00	0,36	9,66
111	ПС Новоильинская	110/10	2,50	2,50	0,60	26,91
112	ПС Ново-Кулундинская	110/10	2,50	2,50	1,00	45,08
113	ПС Новониколаевская	110/10	2,50	2,50	0,63	28,23
114	ПС Ново-Полтавская	110/10	2,50	2,50	0,86	38,78
115	ПС Новосельская	110/10	2,50	0,00	0,27	11,99
116	ПС Новотроицкая (НС-3)	35/6	4,00	0,00	0,46	12,28
117	ПС Новотроицкая (НС-5)	35/6	4,00	0,00	0,01	0,36
118	ПС Новотроцкая (НС-4)	110/35/6	10,00	0,00	0,51	5,76
119	ПС Новотырышенская	110/35/10/6	6,30	6,30	2,73	48,61
120	ПС Новоярковская	35/10	4,00	4,00	0,92	24,68
121	ПС НС-4П	35/10	4,00	0,00	0,30	7,94
122	ПС Обская	110/6	6,30	6,30	0,31	5,58
123	ПС ОБЬ	35/6	10,00	10,00	3,01	32,35
124	ПС Овсянниковская	35/10	2,50	0,00	0,18	7,94
125	ПС Овчинниковская	35/10	6,30	6,30	2,39	40,80
126	ПС Огневская	110/10	6,30	0,00	0,99	17,72
127	ПС Озерновская	35/10	2,50	2,50	1,13	48,49
128	ПС Озерно-Кузнецовская	110/10	6,30	6,30	0,50	8,98
129	ПС Октябрьская	35/10	1,60	0,00	0,49	32,80
130	ПС Октябрьская	35/10	2,50	2,50	0,29	12,50
131	ПС Октябрьская	110/10	6,30	6,30	0,77	13,74
132	ПС Опорная	110/6	40,00	40,00	13,32	37,41
133	ПС Ореховская	35/10	2,50	2,50	0,90	38,62
134	ПС Орловская	110/35/10	10,00	10,00	1,86	20,92
135	ПС Оросительная-3	35/10	1,60	0,00	0,67	45,27
136	ПС Орошение	35/10	4,00	0,00	0,71	19,16
137	ПС Осколково	110/10	2,50	6,30	0,83	37,43
138	ПС Отрадное	110/10	6,30	0,00	0,46	8,27
139	ПС Панкрушихинская	110/35/10	6,30	6,30	2,73	48,61
140	ПС Парфеново	110/10	2,50	2,50	0,80	35,88
141	ПС Первомайская	110/35/10	10,00	10,00	3,61	40,59
142	ПС Петровская	35/10	4,00	4,00	1,59	42,74
143	ПС Плотниковская	35/6	4,00	4,00	0,01	0,35
144	ПС Победа	35/10	1,60	0,00	0,30	20,22
145	ПС Победим	110/10	2,50	2,50	0,71	32,13
146	ПС Повалихинская	35/10	4,00	4,00	1,81	48,76
147	ПС Подборная	35/10	1,60	2,50	0,39	26,15
148	ПС Подсосновская	35/10	6,30	4,00	1,34	35,95
149	ПС Покровская	35/10	4,00	4,00	0,28	7,46

1	2	3	4	5	6	7
150	ПС Полевая	35/6	4,00	0,00	0,61	16,28
151	ПС Ползуново	110/10/6	40,00	40,00	6,64	18,66
152	ПС Полуямки	35/10	2,50	1,80	0,83	49,43
153	ПС Поповичихинская	110/10	2,50	0,00	0,14	6,49
154	ПС Пospelихинская	110/35/10	25,00	25,00	10,31	46,36
155	ПС Пресс	110/6	63,00	63,00	23,93	42,68
156	ПС Приобская	110/35/10	10,00	10,00	2,48	27,83
157	ПС Раздолье	110/10	2,50	6,30	0,71	31,96
158	ПС Разумовская	35/10	1,60	2,50	0,39	26,18
159	ПС Ракитовская	35/10	1,80	2,50	0,70	41,67
160	ПС Рассвет	35/10	4,00	4,00	1,33	35,67
161	ПС Ремовская	35/10	5,60	4,00	1,70	45,77
162	ПС Рогозихинская	110/10	6,30	6,30	0,99	17,58
163	ПС РПБ ЗЭС	35/10	1,60	2,50	0,60	40,09
164	ПС Рыбинская	110/35/10	10,00	10,00	3,33	37,44
165	ПС Саввушинская	35/10	1,60	0,00	0,07	4,69
166	ПС Свердловская	35/10	1,60	1,60	0,54	36,06
167	ПС Северная	110/35/6	20,00	25,00	5,59	31,38
168	ПС Северская	110/10	2,50	2,50	0,86	38,48
169	ПС Серебropolьская	110/35/10	16,00	10,00	0,89	9,97
170	ПС Сибирячихинская	110/10	2,50	0,00	0,44	19,95
171	ПС Сидоровская	110/10	6,30	0,00	1,03	18,42
172	ПС Симоновская	35/10	1,80	0,00	0,21	12,39
173	ПС Ситниковская	35/10	1,60	1,60	0,36	23,88
174	ПС Смазнево	35/10	4,00	0,00	0,00	0,00
175	ПС Совхозная	110/10	2,50	2,50	0,52	23,22
176	ПС Солнечная	35/10	6,30	0,00	0,67	11,51
177	ПС Солоновская	35/10	2,50	0,00	0,62	26,74
178	ПС Солтонская	110/35/10	6,30	6,30	1,74	31,05
179	ПС Соусканиха	35/10	1,60	0,00	0,24	16,18
180	ПС Степновская	35/10	1,60	1,60	0,60	40,07
181	ПС Столбовская	35/10	2,50	2,50	0,60	25,88
182	ПС Суетка	35/10	1,00	0,00	0,30	32,41
183	ПС Сунгайская	35/10	2,50	1,60	0,72	48,71
184	ПС Сычевская	35/10	4,00	4,00	1,23	32,96
185	ПС Таловская	35/10	2,50	4,00	0,85	36,75
186	ПС Тишинская	110/35/10	10,00	6,30	1,46	26,12
187	ПС Тогульская	110/35/10	6,30	6,30	2,00	35,74
188	ПС Топольная	35/10	2,50	0,00	0,24	10,27
189	ПС Тракторная	110/10	16,00	16,00	1,86	13,06
190	ПС Трансмаш	110/6	40,00	40,00	9,85	27,67
191	ПС Трофимовская	35/6	25,00	25,00	8,05	34,63
192	ПС Тугозвоновская	35/10	1,60	0,00	0,53	35,71
193	ПС Угловская	110/35/10	6,30	10,00	2,03	36,23
194	ПС Урлаповская	35/10	2,50	0,00	0,46	19,82
195	ПС Усть-Кажа	35/10	1,60	0,00	0,38	25,54
196	ПС Усть-Мосиха	110/10	2,50	2,50	0,76	34,13
197	ПС Усть-Пристань	110/10	6,30	6,30	2,69	48,05
198	ПС Хабаровская	110/10	10,00	10,00	3,23	36,34
199	ПС Химпром	110/10	10,00	10,00	3,66	41,10
200	ПС Хлопуновская	110/10	6,30	6,30	0,96	17,16
201	ПС Хмелевская	35/10	6,30	0,00	0,99	16,95
202	ПС Цаплинская	35/10	4,00	4,00	1,28	34,41

1	2	3	4	5	6	7
203	ПС Целинная	110/35/10	10,00	10,00	2,94	33,01
204	ПС Чапаевская	110/10	2,50	0,00	0,10	4,44
205	ПС Черемушкинская	35/10	4,00	0,00	0,70	18,78
206	ПС Черемшанская	35/10	4,00	4,00	0,89	23,95
207	ПС Чинетинская	35/10	1,00	1,00	0,22	23,88
208	ПС Чумышская	35/10	4,00	4,00	1,29	34,66
209	ПС Шадрухинская	35/10	2,50	0,00	0,14	5,91
210	ПС Шарчинская	110/10	2,50	0,00	0,60	27,14
211	ПС Шипунихинская	35/10	2,50	0,00	0,73	31,48
212	ПС Шпагино	35/10	4,00	0,00	0,68	18,23
213	ПС Шубинская	110/10	6,30	6,30	0,33	5,94
214	ПС Шульгинская	110/6	10,00	10,00	2,73	30,69
215	ПС Шумановская	35/10	4,00	4,00	0,63	17,02
216	ПС Южакотская	35/10	1,60	0,00	0,12	8,34
217	ПС Саввушинская	110/10	2,50	2,50	0,00	0,00

Таблица 2

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

№ п/п	Наименование ПС	Уровни напряжения ПС 35-110 кВ	Установ- ленная мощность Т-1, МВт	Установ- ленная мощность Т-2, МВт	Фактичес- кая нагрузка, МВт	Фактичес- кая нагрузка, %
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Акутихинская	35/10	2,50	0,00	0,29	12,49
2	ПС Алексеевская	35/10	1,60	0,00	0,60	40,34
3	ПС Анисимовская	35/10	2,50	0,00	0,00	0,00
4	ПС Анисимовская	110/10	16,00	0,00	0,45	3,18
5	ПС Арбузовская	110/35/10	6,30	6,30	2,68	47,86
6	ПС База Рубцовского РЭС	35/10	1,60	0,00	0,13	8,60
7	ПС Безрукавская	110/10	6,30	0,00	2,37	42,34
8	ПС Белово	110/35/10	6,30	6,30	1,96	35,04
9	ПС Белоглазовская	35/10	3,20	3,20	0,94	31,66
10	ПС Березовская	35/10	2,50	2,50	0,73	31,47
11	ПС Большевик	35/10	2,50	0,00	0,57	24,69
12	ПС Боровлянская	35/10	1,60	0,00	0,54	36,16
13	ПС Боровская	35/10	1,60	0,00	0,32	21,19
14	ПС Бор-Форпост	110/10	6,30	0,00	0,50	9,00
15	ПС Буяновская	110/10	6,30	6,30	0,15	2,67
16	ПС Васильчуковская	110/10	2,50	0,00	0,33	14,82
17	ПС Велижановская	110/10	6,30	6,30	0,69	12,36
18	ПС Верхаллакская	35/10	1,60	1,60	0,15	9,76
19	ПС Верхпайвинская	35/10	2,50	0,00	0,19	8,04
20	ПС Верхчуманская	110/10	2,50	2,50	0,60	27,11
21	ПС Весенняя	110/10	6,30	0,00	1,80	32,05
22	ПС Водстрой	35/6	2,50	2,50	0,22	9,41
23	ПС Волчнобурлинская	110/10	6,30	6,30	0,79	14,12
24	ПС Востровская	35/10	2,50	2,50	0,74	31,62
25	ПС Второкаменская	110/10	6,30	6,30	1,40	24,99
26	ПС Гидроузел	110/6	10,00	10,00	3,27	36,75
27	ПС Гилевская	110/10	2,50	0,00	0,00	0,00
28	ПС Глубоковская	110/10	6,30	6,30	1,97	35,21
29	ПС Гляденьская	110/35/10	6,30	0,00	1,08	19,20

1	2	3	4	5	6	7
30	ПС Гоньба	110/10/6	25,00	25,00	5,46	24,53
31	ПС Гришковская	110/35/10	6,30	6,30	1,71	30,55
32	ПС Дальняя	110/35/10	10,00	10,00	1,82	20,46
33	ПС Дмитротитовская	110/10	2,50	2,50	0,60	27,14
34	ПС Долинская	35/10	1,60	0,00	0,25	16,94
35	ПС Ельцовская	110/35/10	6,30	6,30	2,68	47,81
36	ПС Жилинская	35/10	2,50	2,50	0,40	17,19
37	ПС Заборная	35/10	4,00	0,00	0,13	3,58
38	ПС Загайновская	35/10	2,50	2,50	0,75	32,37
39	ПС Зайцевская	35/10	2,50	2,50	0,91	39,03
40	ПС Заречная	110/35/20/10	10,00	10,00	11,42	35,64
41	ПС Заря	35/10	4,00	4,00	0,81	21,87
42	ПС Зелено Полянская	110/10	2,50	0,00	0,25	11,02
43	ПС Зеленый Клин	110/10	16,00	16,00	6,37	44,75
44	ПС Зеркалы	35/10	2,50	0,00	0,33	14,01
45	ПС Зерновская	35/10	1,80	0,00	0,03	1,93
46	ПС Зимино	35/10	3,20	1,80	0,28	16,48
47	ПС Златополинская	110/10	2,50	2,50	1,01	45,17
48	ПС Знаменская	35/10	1,60	1,60	0,50	33,85
49	ПС Золотушинская	110/10	6,30	0,00	0,36	6,48
50	ПС ЗЯБ	35/6	10,00	10,00	4,14	44,56
51	ПС Зятковская	110/10	2,50	2,50	0,38	16,94
52	ПС Ивановская	35/10	1,60	2,50	0,37	25,06
53	ПС Каипская	110/35/10	6,30	2,50	0,48	21,60
54	ПС Калманская	110/10	6,30	0,00	2,08	37,11
55	ПС Каменская-2	110/10	10,00	10,00	3,92	44,09
56	ПС Камышенская	110/10	10,00	10,00	0,94	10,57
57	ПС Кашино	110/35/10	6,30	6,30	1,74	30,96
58	ПС Клепечихинская	110/10	2,50	2,50	0,64	28,67
59	ПС Кокс	110/10	25,00	25,00	2,73	12,28
60	ПС Колыванская	35/10	1,60	0,00	0,63	42,04
61	ПС Комарихинская	35/10	1,80	1,80	0,52	30,78
62	ПС Коминтерновская	35/10	2,50	0,00	0,73	31,43
63	ПС Коммунальная	35/6	10,00	6,30	1,62	27,70
64	ПС Контошинская	35/10	2,50	0,00	0,94	40,63
65	ПС Корниловская	35/10	4,00	2,50	0,41	17,79
66	ПС Коробейниково	110/10	3,20	2,50	0,88	39,55
67	ПС Корчинская	110/10	6,30	6,30	1,95	34,80
68	ПС Костинлоговская	35/10	2,50	2,50	0,49	21,13
69	ПС Кочкинская	35/10	1,60	1,60	0,46	31,22
70	ПС Красноалтайская	35/10	2,50	0,00	0,41	17,44
71	ПС Краснояровская	35/10	3,20	0,00	0,38	12,87
72	ПС Крестьянская	35/10	2,50	0,00	0,94	40,27
73	ПС Кругловская	35/10	1,80	0,00	0,33	19,52
74	ПС Крутихинская	110/10	6,30	6,30	2,27	40,47
75	ПС Кузьминская	35/10	1,60	0,00	0,23	15,66
76	ПС Лаптев-Логовская	35/10	1,60	2,50	0,24	15,90
77	ПС Лебяжье	110/35/10	25,00	25,00	4,38	19,68
78	ПС Локтевская	35/10	4,00	0,00	0,96	25,82
79	ПС Лосихинская	35/10	2,50	2,50	0,23	9,88
80	ПС Луговская	35/10	2,50	0,00	0,48	20,43
81	ПС Майская	35/10	10,00	10,00	2,18	23,42
82	ПС Малый Башелак	35/10	1,00	0,00	0,33	35,61
83	ПС Мартыновская	35/10	2,50	4,00	1,14	49,05

1	2	3	4	5	6	7
84	ПС Мельниковская	35/10	2,50	2,50	1,15	49,54
85	ПС Метелёвская	35/10	4,00	4,00	0,73	19,72
86	ПС МЗХР	110/6	10,00	10,00	2,03	22,84
87	ПС Мирная	110/35/10	10,00	10,00	1,45	16,25
88	ПС Мичуринская	35/10	2,50	0,00	0,99	42,73
89	ПС Молодежная	110/10	2,50	2,50	0,89	39,93
90	ПС Моховская	35/10	2,50	2,50	0,72	31,09
91	ПС Мышкинская	110/10	10,00	10,00	0,39	4,38
92	ПС Набережная	35/10	2,50	2,50	0,86	37,15
93	ПС Нагорная	35/10	2,50	2,50	1,08	46,51
94	ПС Насосная-1 БОС	110/6	16,00	0,00	0,02	0,17
95	ПС Насосная-2 БОС	110/6	16,00	0,00	0,00	0,00
96	ПС Ненинская	110/35/10	10,00	0,00	3,63	40,74
97	ПС Нижнечуманская	35/10	2,50	4,00	0,40	17,20
98	ПС Николаевская	110/10	3,20	2,50	0,42	18,70
99	ПС Новоалтайская	110/10	25,00	32,00	8,09	36,37
100	ПС Новобурановская	110/35/10	6,30	0,00	1,05	18,76
101	ПС Нововознесенская	35/10	4,00	4,00	0,35	9,28
102	ПС Новоильинская	110/10	2,50	2,50	0,60	27,14
103	ПС Ново-Кулундинская	110/10	2,50	2,50	0,97	43,79
104	ПС Новониколаевская	110/10	2,50	2,50	0,57	25,65
105	ПС Ново-Полтавская	110/10	2,50	2,50	0,90	40,67
106	ПС Новосельская	110/10	2,50	0,00	0,27	12,08
107	ПС Новотроицкая (НС-3)	35/6	4,00	0,00	0,08	2,25
108	ПС Новотроицкая (НС-5)	35/6	4,00	0,00	0,01	0,33
109	ПС Новотроцкая (НС-4)	110/35/6	10,00	0,00	0,17	1,97
110	ПС Новоярковская	35/10	4,00	4,00	0,91	24,51
111	ПС НС-4П	35/10	4,00	0,00	0,16	4,19
112	ПС Обская	110/6	6,30	6,30	0,32	5,76
113	ПС ОБЬ	35/6	10,00	10,00	2,62	28,18
114	ПС Овсянниковская	35/10	2,50	0,00	0,22	9,25
115	ПС Овчинниковская	35/10	6,30	6,30	2,57	43,79
116	ПС Огневская	110/10	6,30	0,00	0,95	17,02
117	ПС Озерновская	35/10	2,50	2,50	1,03	44,34
118	ПС Озерно-Кузнецовская	110/10	6,30	6,30	0,45	7,94
119	ПС Октябрьская	35/10	1,60	0,00	0,45	29,93
120	ПС Октябрьская	35/10	2,50	2,50	0,29	12,50
121	ПС Октябрьская	110/10	6,30	6,30	0,72	12,83
122	ПС Опорная	110/6	40,00	40,00	13,90	39,03
123	ПС Ореховская	35/10	2,50	2,50	0,69	29,80
124	ПС Орловская	110/35/10	10,00	10,00	1,61	18,04
125	ПС Оросительная-3	35/10	1,60	0,00	0,67	45,27
126	ПС Орошение	35/10	4,00	0,00	1,30	34,82
127	ПС Осколково	110/10	2,50	6,30	0,86	38,85
128	ПС Отрадное	110/10	6,30	0,00	0,45	8,08
129	ПС Панкрушихинская	110/35/10	6,30	6,30	2,41	42,98
130	ПС Парфеново	110/10	2,50	2,50	0,75	33,52
131	ПС Первомайская	110/35/10	10,00	10,00	3,77	42,32
132	ПС Петровская	35/10	4,00	4,00	1,61	43,36
133	ПС Плотниковская	35/6	4,00	4,00	0,02	0,47
134	ПС Победа	35/10	1,60	0,00	0,28	18,74
135	ПС Победим	110/10	2,50	2,50	0,74	33,35
136	ПС Подборная	35/10	1,60	2,50	0,30	20,38
137	ПС Подсосновская	35/10	6,30	4,00	1,44	38,70

1	2	3	4	5	6	7
138	ПС Покровская	35/10	4,00	4,00	0,22	5,98
139	ПС Полевая	35/6	4,00	0,00	0,47	12,71
140	ПС Ползуново	110/10/6	40,00	40,00	7,69	21,59
141	ПС Полуямки	35/10	2,50	1,80	0,78	46,57
142	ПС Поповичихинская	110/10	2,50	0,00	0,16	7,03
143	ПС Пospelихинская	110/35/10	25,00	25,00	9,74	43,78
144	ПС Пресс	110/6	63,00	63,00	16,64	29,67
145	ПС Приобская	110/35/10	10,00	10,00	2,53	28,39
146	ПС Приозерная	110/35/10	25,00	25,00	8,18	36,76
147	ПС Раздолье	110/10	2,50	6,30	0,73	32,71
148	ПС Разумовская	35/10	1,60	2,50	0,37	24,89
149	ПС Ракитовская	35/10	1,80	2,50	0,67	40,30
150	ПС Рассвет	35/10	4,00	4,00	1,28	34,42
151	ПС Ремовская	35/10	5,60	4,00	1,70	45,72
152	ПС РМЗ	110/6	15,00	40,00	5,02	37,63
153	ПС Рогозихинская	110/10	6,30	6,30	1,26	22,42
154	ПС РПБ ЗЭС	35/10	1,60	2,50	0,60	40,09
155	ПС Рыбинская	110/35/10	10,00	10,00	3,45	38,77
156	ПС Саввушинская	35/10	1,60	0,00	0,04	2,97
157	ПС Свердловская	35/10	1,60	1,60	0,69	46,65
158	ПС Северная	110/35/6	20,00	25,00	5,34	30,02
159	ПС Северская	110/10	2,50	2,50	0,89	39,84
160	ПС Серебропольская	110/35/10	16,00	10,00	0,90	10,07
161	ПС Сидоровская	110/10	6,30	0,00	1,07	19,00
162	ПС Симоновская	35/10	1,80	0,00	0,19	11,48
163	ПС Ситниковская	35/10	1,60	1,60	0,45	30,58
164	ПС Смазнево	35/10	4,00	0,00	1,60	42,96
165	ПС Солнечная поляна	110/10	40,00	40,00	17,06	47,92
166	ПС Солнечная	35/10	6,30	0,00	0,60	10,23
167	ПС Солоновская	35/10	2,50	0,00	0,55	23,55
168	ПС Солтонская	110/35/10	6,30	6,30	1,64	29,33
169	ПС Соусканиха	35/10	1,60	0,00	0,24	16,40
170	ПС Степновская	35/10	1,60	1,60	0,56	37,92
171	ПС Столбовская	35/10	2,50	2,50	0,66	28,26
172	ПС Суетка	35/10	1,00	0,00	0,28	30,49
173	ПС Таловская	35/10	2,50	4,00	0,89	38,41
174	ПС Тишинская	110/35/10	10,00	6,30	0,85	15,20
175	ПС Тогульская	110/35/10	6,30	6,30	2,58	46,07
176	ПС Топольная	35/10	2,50	0,00	0,24	10,38
177	ПС Тракторная	110/10	16,00	16,00	1,75	12,32
178	ПС Трансмаш	110/6	40,00	40,00	9,85	27,67
179	ПС Третьяковская	110/35/10	10,00	0,00	4,02	45,22
180	ПС Трофимовская	35/6	25,00	25,00	9,63	41,41
181	ПС Тугозвоновская	35/10	1,60	0,00	0,59	39,43
182	ПС Угловская	110/35/10	6,30	10,00	2,18	38,83
183	ПС Урлаповская	35/10	2,50	0,00	0,44	19,12
184	ПС Усть-Кажа	35/10	1,60	0,00	0,37	24,66
185	ПС Усть-Мосиха	110/10	2,50	2,50	0,78	35,05
186	ПС Усть-Пристань	110/10	6,30	6,30	2,55	45,47
187	ПС Устьянская	35/10	2,50	2,50	1,09	47,04
188	ПС Хабаровская	110/10	10,00	10,00	3,12	35,05
189	ПС Химпром	110/10	10,00	10,00	3,75	42,13
190	ПС Хлопуновская	110/10	6,30	6,30	0,94	16,81
191	ПС Хмелевская	35/10	6,30	0,00	0,88	14,96

1	2	3	4	5	6	7
192	ПС Цаплинская	35/10	4,00	4,00	1,30	35,03
193	ПС Целинная	110/35/10	10,00	10,00	3,16	35,53
194	ПС Чапаевская	110/10	2,50	0,00	0,23	10,40
195	ПС Черемушкинская	35/10	4,00	0,00	0,73	19,63
196	ПС Черемшанская	35/10	4,00	4,00	1,00	26,91
197	ПС Чинетинская	35/10	1,00	1,00	0,18	19,03
198	ПС Чумышская	35/10	4,00	4,00	1,47	39,51
199	ПС Шадрухинская	35/10	2,50	0,00	0,14	5,91
200	ПС Шарчинская	110/10	2,50	0,00	0,71	31,74
201	ПС Шипунихинская	35/10	2,50	0,00	0,82	35,13
202	ПС Шпагино	35/10	4,00	0,00	0,59	15,78
203	ПС Шубинская	110/10	6,30	6,30	0,27	4,89
204	ПС Шумановская	35/10	4,00	4,00	0,64	17,25
205	ПС Южаковская	35/10	1,60	0,00	0,11	7,19
206	ПС Саввушинская	110/10	2,50	2,50	0,71	32,01
207	ПС 110 кВ Быстроистокская	110/10	6,30	6,30	1,73	30,90
208	ПС 110 кВ Верх-Ануйская	110/10	6,30	0,00	1,04	18,53
209	ПС 110 кВ Красноорловская	110/10	2,50	2,50	1,05	46,97
210	ПС 110 кВ Куяганская	110/10	2,50	2,50	0,57	25,49
211	ПС 110 кВ Лиевская	110/10	2,50	2,50	0,60	26,81
212	ПС 110 кВ Мостовая	110/6	6,30	0,00	0,50	8,94
213	ПС 110 кВ Сибирячихинская	110/10	2,50	0,00	0,47	20,99
214	ПС 110 кВ Совхозная	110/10	2,50	2,50	0,57	25,54
215	ПС 110 кВ Шульгинская	110/6	10,00	10,00	2,73	30,69
216	ПС 35 кВ Сычевская	35/10	4,00	4,00	1,24	33,25

Таблица 3

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

№ п/п	Наименование ПС	Уровни напряжения ПС 35-110 кВ	Установ- ленная мощность Т-1, МВт	Установ- ленная мощность Т-2, МВт	Фактичес- кая нагрузка, МВт	Фактичес- кая нагрузка, %
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Акутихинская	35/10	2,5	0	0,31	12,49
2	ПС Алексеевская	35/10	1,6	0	0,65	40,34
3	ПС Анисимовская	35/10	2,5	0	0,00	0,00
4	ПС Анисимовская	110/10	16	0	0,68	4,24
5	ПС Арбузовская	110/35/10	6,3	6,3	3,02	47,86
6	ПС База Рубцовского РЭС	35/10	1,6	0	0,14	8,60
7	ПС Безрукавская	110/10	6,3	0	2,42	42,34
8	ПС Белово	110/35/10	6,3	6,3	2,45	38,86
9	ПС Белоглазовская	35/10	3,2	3,2	1,01	31,66
10	ПС Белокурихинская	110/10	10	10	0,00	0,00
11	ПС Березовская	35/10	2,5	2,5	0,89	35,44
12	ПС Бирюзовая Катунь	110/10	25	25	0,00	0,00
13	ПС Большевик	35/10	2,5	0	0,62	24,69
14	ПС Боровлянская	35/10	1,6	0	0,58	36,16
15	ПС Боровская	35/10	1,6	0	0,34	21,19
16	ПС Бор-Форпост	110/10	6,3	0	0,59	9,39

1	2	3	4	5	6	7
17	ПС Буйновская	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

1	2	3	4	5	6	7
71	ПС Кочкинская	35/10	1,6	1,6	0,50	31,22
72	ПС Красноалтайская	35/10	2,5	0	0,44	17,44
73	ПС Красноорловская	110/10	2,5	2,5	1,17	46,97
74	ПС Красноярская	35/10	3,2	0	0,41	12,87
75	ПС Крестьянская	35/10	2,5	0	1,01	40,49
76	ПС Кругловская	35/10	1,8	0	0,38	20,97
77	ПС Крутихинская	110/10	6,3	6,3	2,91	46,22
78	ПС Крутишка	35/10	2,5	2,5	1,20	48,17
79	ПС Кузьминская	35/10	1,6	0	0,27	16,88
80	ПС Куяганская	110/10	2,5	2,5	0,65	26,12
81	ПС Лаптев-Логовская	35/10	1,6	2,5	0,27	16,61
82	ПС Лебяжье	110/35/10	25	25	4,92	19,68
83	ПС Линевская	110/10	2,5	2,5	0,69	27,60
84	ПС Локтевская	35/10	4	0	1,03	25,82
85	ПС Лосихинская	35/10	2,5	2,5	0,26	10,36
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 Башчелак	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

1	2	3	4	5	6	7
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 Пospelихинская	110/35/10	25	25	11,59	46,36
150	ПС Пресс	110/6	63	63	26,89	42,68
151	ПС Приобская	110/35/10	10	10	2,84	28,39
152	ПС Раздолье	110/10	2,5	6,3	0,82	32,71
153	ПС Разумовская	35/10	1,6	2,5	0,45	27,94
154	ПС Ракитовская	35/10	1,8	2,5	0,75	41,67
155	ПС Рассвет	35/10	4	4	1,43	35,67
156	ПС Ремовская	35/10	5,6	4	1,83	45,77
157	ПС Рогозихинская	110/10	6,3	6,3	1,39	22,42
158	ПС РПБ ЗЭС	35/10	1,6	2,5	0,68	42,53
159	ПС Рыбинская	110/35/10	10	10	3,88	38,77
160	ПС Саввушинская	35/10	1,6	0	0,07	4,69
161	ПС Свердловская	35/10	1,6	1,6	0,62	46,65
162	ПС Северная	110/35/6	20	25	5,56	30,02
163	ПС Северная(новая)		16	16	0,00	0,00
164	ПС Северская	110/10	2,5	2,5	1,00	39,84
165	ПС Серебropolьская	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

1	2	3	4	5	6	7
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 Южаконская	35/10	1,6	0	0,13	8,34
213	ПС Саввушинская	110/10	2,5	2,5	0,80	32,01

[illegible]

Таблица 2

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Зимний максимум 2021 года									
			Отключение двух ВЛ 110 кВ									
			БВ-13 и СП-189	ДН-86 и СП-189	БЗ-165 и СП-189	БМ-85 и СП-189	БЗ-165 и БЗ-166	БЗ-165 и Сиб.Монета- А.Долина	СП-189 и ТК-1	ТК-1 и ТК- 2	ТК-1 и Сиб.монета- А.Долина	Сиб.монета- А.Долина и Сиб.монета- Манжерок
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	119,3	119,2	119,3	119,2	119,1	119,4	119,1	119,3	119,4	119,4
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-31,6	-32,9	-32,5	-35,2	-50,4	-5,3	-	-	-	-5,3
		I (А)	157	162	160	174	255	28	-	-	-	28
		Идл/Иад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-41,8	-42,9	-42,6	-45	-50,1	-36,3	-48,9	-	-35,8	-5,3
		I (А)	208	212	211	223	250	178	246	-	177	28
		Идл/Иад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	118,6	118,5	118,5	118,5	118,6	118,9	118,3	118,4	118,6	118,5
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-	-7,5	-18,6	-19,6	-25,6	-18,8	-20,1	-21,1	-17,9	-20
		I (А)	-	58	96	100	130	97	104	108	93	103
		Идл/Иад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-45	-46,3	-	-36	-	-	-51,2	-54,6	-43,1	-50,7
		I (А)	222	227	-	179	-	-	253	269	212	250
		Идл/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-45,6	-46,9	-78,7	-36,7	-	-79,3	-51,8	-55,2	-43,7	-51,3
		I (А)	225	230	388	182	-	391	256	272	215	253
		Идл/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	117,3	117,3	117,3	117,2	116,2	116,8	117,1	116,3	116,7	116,5
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-	-	-	-	-50,9	-41,6	-	-50,3	-40,9	-48,6
		I (А)	-	-	-	-	253	206	-	250	202	241
		Идл/Иад (А)	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-15,1	-15,1	-15,1	-15,1	-5,3	-5,3	-15,1	-5,3	-5,3	-5,3
		I (А)	76	76	76	76	26	26	76	26	26	26

[illegible]

Таблица 3

[illegible]

Таблица 4

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Зимний минимум 2021 года									
			Отключение двух ВЛ 110 кВ									
			БВ-13 и СП-189	ДН-86 и СП-189	БЗ-165 и СП-189	БМ-85 и СП-189	БЗ-165 и БЗ-166	БЗ-165 и Сиб.Монета- А.Долина	СП-189 и ТК-1	ТК-1 и ТК- 2	ТК-1 и Сиб.монета- А.Долина	Сиб.монета- А.Долина и Сиб.монета- Манжерок
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	119,7	119,7	119,7	119,6	119,8	119,8	119,6	119,7	119,7	119,8
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-22,4	-22,1	-22,4	-23,9	-33,7	-3,7	-	-	-	-3,7
		I (А)	108	107	108	115	163	19	-	-	-	19
		Идл/Иад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-29,5	-29,3	-29,4	-30,8	-33,9	-25,6	-34,3	-	-25,5	-3,7
		I (А)	142	141	142	148	163	123	166	-	123	19
		Идл/Иад (А)	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503	503/503
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	119	119	119	119	119,2	119,1	118,9	119	119	119
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-	-10,7	-16,3	-16,8	-20,5	-16,6	-17,4	-18,3	-16,1	-17,6
		I (А)	-	56	80	82	100	81	85	89	79	86
		Идл/Иад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-28	-27,7	-	-22,2	-	-	-31,9	-35,1	-26,9	-32,3
		I (А)	137	135	-	110	-	-	155	171	132	158
		Идл/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-28,5	-28,1	-48	-22,6	-	-49,4	-32,3	-35,6	-27,3	-32,8
		I (А)	139	137	235	112	-	242	157	173	134	160
		Идл/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	118,2	118,1	118,2	118,1	118	118,1	118,1	117,9	118	118
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-	-	-	-	-31,2	-25,9	-	-32,3	-25,5	-31,1
		I (А)	-	-	-	-	153	127	-	159	125	153
		Идл/Иад (А)	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581	581/581
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-14,5	-14,5	-14,5	-14,5	-8,4	-8,4	-14,5	-8,4	-8,4	-8,4
		I (А)	74	74	74	74	42	42	74	42	42	42

[illegible]

Таблица 6

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Летний максимум 2021 года									
			Отключение двух ВЛ 110 кВ									
			БВ-13 и СП-189	ДН-86 и СП-189	БЗ-165 и СП-189	БМ-85 и СП-189	БЗ-165 и БЗ-166	БЗ-165 и Сиб.Монета- А.Долина	СП-189 и ТК-1	ТК-1 и ТК- 2	ТК-1 и Сиб.монета- А.Долина	Сиб.монета- А.Долина и Сиб.монета- Манжерок
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	120,9	120,9	120,9	120,9	121	121	120,9	120,9	120,9	121
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-24,9	-22,9	-23,8	-25,7	-35,1	-3,9	-	-	-	-3,9
		I (А)	120	110	115	123	169	20	-	-	-	20
		Идл/Иад (А)	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-31,7	-29,9	-30,7	-32,4	-34,7	-26,2	-36,2	-	-26,1	-3,9
		I (А)	152	143	147	155	166	126	174	-	126	20
		Идл/Иад (А)	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367	367/367
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	119,9	119,9	119,9	119,9	120,2	120	119,8	119,9	119,9	120
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-	-23,2	-26,7	-27,3	-30,9	-26,9	-27,8	-28,6	-26,4	-27,9
		I (А)	-	112	128	131	148	129	134	138	127	134
		Идл/Иад (А)	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357	300/357
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-30,5	-27,9	-	-22,7	-	-	-33,3	-36,1	-27,7	-33,3
		I (А)	148	135	-	112	-	-	161	175	135	162
		Идл/Иад (А)	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-30,9	-28,3	-49,9	-23,1	-	-50,9	-33,7	-36,4	-28,1	-33,7
		I (А)	150	137	243	113	-	249	163	177	137	163
		Идл/Иад (А)	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573	573/573
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	119,3	119,4	119,4	119,4	119,2	119,2	119,3	119	119,1	119,1
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-	-	-	-	-31,1	-25,7	-	-32,4	-25,3	-31
		I (А)	-	-	-	-	152	125	-	158	123	151
		Идл/Иад (А)	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423	423/423
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-11,7	-11,7	-11,7	-11,7	-8,2	-8,2	-11,7	-8,2	-8,2	-8,2
		I (А)	60	60	60	60	41	41	60	41	41	41

[illegible]

Таблица 8

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Летний минимум 2021 года									
			Отключение двух ВЛ 110 кВ									
			БВ-13 и СП-189	ДН-86 и СП-189	БЗ-165 и СП-189	БМ-85 и СП-189	БЗ-165 и БЗ-166	БЗ-165 и Сиб.Монета- А.Долина	СП-189 и ТК-1	ТК-1 и ТК- 2	ТК-1 и Сиб.монета- А.Долина	Сиб.монета- А.Долина и Сиб.монета- Манжерок
Бийская ТЭЦ	Шины 110	U (кВ)	121,5	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	121,5	121,5	121,5	121,6
	ВЛ ТК-1	P (МВт)	-16,2	-13,6	-14,7	-15,4	-20,3	-2,5	-	-	-	-2,5
		I (А)	77	64	70	73	98	12	-	-	-	12
		Идд/Иад (А)	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410
	ВЛ ТК-2	P (МВт)	-19,2	-16,8	-17,9	-18,5	-20,2	-16,7	-21,8	-	-16,8	-2,5
		I (А)	91	79	84	87	96	79	104	-	80	12
		Идд/Иад (А)	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410	410/410
ПС 220 кВ Бийская	Шины 110	U (кВ)	120,5	120,6	120,6	120,6	120,7	120,6	120,5	120,5	120,6	120,6
	ВЛ БВ-13	P (МВт)	-	-21,3	-21	-21,2	-23,2	-21,4	-21,7	-22,6	-21,2	-22,1
		I (А)	-	103	102	103	112	104	105	109	102	107
		Идд/Иад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360
	ВЛ БЗ-165	P (МВт)	-15,9	-12,7	-	-11,2	-	-	-16,8	-19,8	-14,6	-18
		I (А)	76	61	-	56	-	-	81	95	71	88
		Идд/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
	ВЛ БЗ-166	P (МВт)	-16,1	-12,9	-24,1	-11,4	-	-26,6	-17	-20	-14,8	-18,2
		I (А)	77	62	117	57	-	130	82	96	72	89
		Идд/Иад (А)	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600	600/600
ПС 110 кВ Смоленская	Шины 110	U (кВ)	120,4	120,5	120,5	120,5	120,5	120,5	120,4	120,3	120,4	120,4
	ВЛ СП-189	P (МВт)	-	-	-	-	-14,1	-11,8	-	-16,3	-11,7	-15,3
		I (А)	-	-	-	-	68	58	-	79	57	74
		Идд/Иад (А)	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473	473/473
	ВЛ СК-168	P (МВт)	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-6,8	-6,8	-8,6	-6,8	-6,8	-6,8
		I (А)	45	45	45	45	34	34	45	34	34	34

[illegible]

Таблица 9

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Зимний максимум 2021 года									
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)					Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)			
				УК-15	ОХ-32	КС-115	КС-116	ХР-29	УК-15, БС-127	КС-115, КС-116	КБ-117, КБ-118	УК-15, СГ-119
ПС 110 кВ Хабаровская	СШ110 кВ	U (кВ)	115,9	101,8	117,9	115,6	115,6	117,0	97,2	116,0	115,8	99,4
	ХК-196	P (МВт)	34,5	-1,5	22,2	35,3	35,5	31,2	-1,4	41,0	40,9	-1,5
		Q(МВАР)	12,3	-0,2	9,8	12,8	12,8	9,6	-0,2	9,0	9,9	-0,2
		I /Iдоп (А)	181/300	10/300	117/300	186/300	196/300	160/300	10/300	208/300	209/300	10/300
	ХР-29	P (МВт)	-6,3	12,3	-18,3	-5,3	5,3	0	-3,4	1,0	4,1	16,7
		Q(МВАР)	-4,9	1,4	-8,3	-5,1	5,1	0	-0,1	-6,5	-6,4	5,3
		I /Iдоп (А)	44/300	70/300	102/300	42/300	42/300	0/300	21/300	40/300	44/300	100/300
	ОХ-32	P (МВт)	-24,1	-7,3	0	-25,9	-25,9	-27,1	8,3	-37,6	-40,6	-11,6
		Q(МВАР)	-6,2	-0,5	0	-6,5	-6,5	-8,3	1,1	-0,9	-1,6	-4,3
		I /Iдоп (А)	125/300	41/300	0/300	134/300	134/300	141/300	50/300	190/300	205/300	72/300
ПС 110 кВ Славгородская	СШ110 кВ	U (кВ)	110,2	101,7	104,5	109,4	109,4	109,9	101,9	109,9	108,7	106,1
	СГ-119	P (МВт)	11,1	-4,5	-11,4	12,8	12,8	13,8	-20,4	23,6	26,3	0
		Q(МВАР)	1,5	-3,1	-4,2	1,6	1,6	3,2	-5,5	-5,6	-5,3	0
		I /Iдоп (А)	58/300	33/300	69/300	68/300	68/300	74/300	121/300	128/300	143/300	0/300
	КС-115	P (МВт)	6,3	13,5	17,1	0	10,6	4,9	21,6	0	-1,3	11,7
		Q(МВАР)	-0,9	0,8	1,5	0	-2,1	-1,8	-2,6	0	-2,2	-5,1
		I /Iдоп (А)	33/300	77/300	95/300	0/300	57/300	28/300	124/300	0/300	16/300	70/300
	КС-116	P (МВт)	6,2	13,4	17	10,6	0	4,7	21,5	0	-1,4	11,5
		Q(МВАР)	-0,9	0,7	1,5	-2,1	0	-1,8	-2,7	0	-2,3	-5,1
		I /Iдоп (А)	33/300	76/300	94/300	57/300	0/300	28/300	123/300	0/300	16/300	70/300
ПС 110 кВ Кулунда	СШ110 кВ	U (кВ)	110,8	103,6	107,0	110,5	110,5	110,1	103,9	112,3	108,0	106,2
	КС-115	P (МВт)	-7,9	-15	-18,9	0	15,1	-6,5	-23,5	0	-0,2	-13,3
		Q(МВАР)	1,7	-0,1	-1,2	0	-1,0	2,7	2,5	0	3,2	5,7
		I /Iдоп (А)	41/300	84/300	102/300	0/300	79/300	35/300	131/300	0/300	121/300	77/300
	КС-116	P (МВт)	-9,1	-16,1	-20	-15,1	0	-7,6	-24,6	0	-1,4	-4,4
		Q(МВАР)	1,2	-0,7	-1,7	1,0	0	2,1	2,0	0	2,7	5,2
		I /Iдоп (А)	47/300	90/300	109/300	79/300	0/300	41/300	137/300	0/300	121/300	82/300

	КБ-117	P (МВт)	13,1	17,1	22,1	12,4	12,4	11,6	24,6	6,4	0	15,5
		Q(МВАР)	-0,2	0,3	1,9	0,5	0,5	-1,4	-1,7	1,1	0	-4,4
		I /Лдоп (А)	69/300	95/300	119/300	65/300	65/300	62/300	137/300	33/300	0/300	88/300
	КБ-118	P (МВт)	13,1	17,1	22,1	12,4	12,4	11,6	24,6	6,4	0	15,5
		Q(МВАР)	-0,2	0,3	1,9	0,5	0,5	-1,4	-1,7	1,1	0	-4,4
		I /Лдоп (А)	69/300	95/300	119/300	65/300	65/300	62/300	137/300	33/300	0/300	88/300
	КК-114	P (МВт)	2,3	8,1	6,0	2	2,0	2,4	10	-1,0	12,9	8,1
		Q(МВАР)	0,7	3,2	2,1	1,1	1,1	1,1	1,9	1,0	-2,9	0,8
		I /Лдоп (А)	12/300	47/300	33/300	10/300	10/300	13/300	56/300	6/300	72/300	44/300
ПС 110 кВ Благовещенская	СШ110 кВ	U (кВ)	112,2	105,9	110,3	112,1	112,1	111,0	106,7	113,2	113,8	106,9
		P (МВт)	-13,5	-17,5	-22,6	-12,7	-12,7	-12	-25,1	-6,7	0	-15,9
	КБ-117	Q(МВАР)	0,5	-0,1	-1,9	-0,2	-0,2	1,7	1,5	-0,7	0	4,6
		I /Лдоп (А)	71/300	97/300	121/300	67/300	67/300	65/300	139/300	35/300	0/300	92/300
	КБ-118	P (МВт)	-13,5	-17,5	-22,6	-12,7	-12,7	-12	-25,1	-6,7	0	-15,9
		Q(МВАР)	0,5	-0,1	-1,9	-0,2	-0,2	1,7	1,5	-0,7	0	4,6
		I /Лдоп (А)	71/300	97/300	121/300	67/300	67/300	65/300	139/300	35/300	0/300	92/300
	БЛ-123	P (МВт)	15,4	25,9	18,5	15,1	15,1	16,5	25,6	12,8	10,5	26,4
		Q(МВАР)	-3,6	-0,6	-2,5	-3,2	-3,2	-2,4	-1,5	-3,4	-2,9	-2,4
		I /Лдоп (А)	83/300	141/300	99/300	81/300	81/300	88/300	139/300	70/300	57/300	144/300
	БЗ-124	P (МВт)	18,1	29,6	21,4	17,8	17,8	19,2	29,3	15,2	12,7	30,2
		Q(МВАР)	-5,1	-0,3	-3,4	-4,7	-4,7	-3,6	-1,3	-5,1	-4,7	-2,1
		I /Лдоп (А)	92/300	155/300	110/300	91/300	91/300	98/300	152/300	78/300	65/300	157/300
	БС-127	P (МВт)	1,4	-17,3	12,9	0,5	0,5	-4,7	0	-5,9	-9,1	-22,1
		Q(МВАР)	7,6	-0,2	9,9	7,8	7,8	1,4	0	9,2	8,9	-5,1
		I /Лдоп (А)	34/300	95/300	82/300	35/300	35/300	24/300	0/300	51/300	61/300	124/300
	БР-144	P (МВт)	1,2	6,3	2,0	1,1	1,1	1,9	5,5	0,1	-5,4	6,8
		Q(МВАР)	-1,7	1,4	-0,6	-1,4	-1,4	-0,7	0,9	-1,9	-0,8	0,4
		I /Лдоп (А)	17/300	34/300	14/300	16/300	16/300	15/300	30/300	17/300	30/300	37/300

Таблица 10

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Зимний минимум 2021 года									
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)					Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)			
				УК-15	ОХ-32	КС-115	КС-116	ХР-29	УК-15, БС-127	КС-115, КС-116	КБ-117, КБ-118	УК-15, СГ-119
ПС 110 кВ Хабарская	СШ110 кВ	U (кВ)	118,4	110,6	120,3	118,1	118,1	119,1	106,5	117,9	117,9	106,9
	ХК-196	P (МВт)	15	-1,2	9	15,6	15,6	14,7	-1,2	20,2	18,5	-1,2
		Q(МВАР)	14,4	-0,1	9,6	15,2	15,2	11,6	-0,1	14,3	14,7	-0,1
		I /Iдоп (А)	98/300	8/300	60/300	104/300	104/300	88/300	8/300	119/300	113/300	8/300
	ХР-29	P (МВт)	-0,9	7,5	-6,9	-0,3	-0,3	0	-2,4	4,3	5,4	10,8
		Q(МВАР)	-5	1,5	-8,0	-5,1	-5,1	0	-0,8	-5,0	-5,7	5,9
		I /Iдоп (А)	32/300	39/300	57/300	32/300	32/300	0/300	17/300	38/300	44/300	64/300
	ОХ-32	P (МВт)	-11,9	-4,3	0	-13,1	-13,1	-12,5	5,6	-22,2	-21,7	-7,7
		Q(МВАР)	-8,4	-0,7	0	-9,2	-9,2	-10,6	1,6	-8,1	-7,8	-5,0
		I /Iдоп (А)	70/300	22/300	0/300	77/300	77/300	78/300	32/300	116/300	113/300	48/300
ПС 110 кВ Славгородская	СШ110 кВ	U (кВ)	114,3	110,9	111,5	113,4	113,4	114,1	110,0	111,7	112,0	111,3
	СГ-119	P (МВт)	3,7	-3,6	-7,5	4,9	4,9	4,2	-13,5	13,7	13,1	0
		Q(МВАР)	3,3	-3,8	-5,0	4,1	4,1	5,4	-6,3	2,5	2,3	0
		I /Iдоп (А)	23/300	30/300	49/300	30/300	30/300	32/300	80/300	71/300	68/300	0/300
	КС-115	P (МВт)	5,1	8,6	10,6	0	8,9	4,8	13,6	0	0,3	6,8
		Q(МВАР)	1,1	1,4	3,2	0	1,3	0	0,9	0	0,6	0,3
		I /Iдоп (А)	26/300	45/300	57/300	0/300	46/300	24/300	71/300	0/300	2/300	35/300
	КС-116	P (МВт)	5,1	8,6	10,6	8,9	0	4,8	13,6	0	0,3	6,8
		Q(МВАР)	1,1	1,4	3,2	1,3	0	0	0,9	0	0,6	0,3
		I /Iдоп (А)	26/300	45/300	57/300	46/300	0/300	24/300	71/300	0/300	2/300	35/300
ПС 110 кВ Кулунда	СШ110 кВ	U (кВ)	115,0	112	113,3	114,7	114,7	114,5	111,6	116,3	112,0	112,0
	КС-115	P (МВт)	-5,7	-9,1	-11,2	0	0	-5,4	-14,2	0	-0,7	-7,3
		Q(МВАР)	-0,4	-0,6	-2,6	0	0	0,7	-0,3	0	0,3	0,5
		I /Iдоп (А)	29/300	48/300	60/300	0/300	0/300	27/300	74/300	0/300	5/300	38/300
	КС-116	P (МВт)	-5,7	-9,1	-11,2	-10,0	-10,0	-5,4	-14,2	0	-0,7	-7,3
		Q(МВАР)	-0,4	-0,6	-2,6	-2,2	-2,2	0,7	-0,3	0	0,3	0,5
		I /Iдоп (А)	29/300	48/300	60/300	53/300	53/300	27/300	74/300	0/300	5/300	38/300

	КБ-117	P (МВт)	8,3	10,3	12,8	7,7	7,7	8,0	14,9	3,7	0	8,7
		Q(МВАР)	0,6	0,2	2,4	1,1	1,1	-0,7	-0,1	0,4	0	-1,0
		I /Лдоп (А)	41/300	53/300	66/300	39/300	39/300	41/300	77/300	18/300	0/300	46/300
	КБ-118	P (МВт)	8,3	10,3	12,8	7,7	7,7	8,0	14,9	3,7	0	8,7
		Q(МВАР)	0,6	0,2	2,4	1,1	1,1	-0,7	-0,1	0,4	0	-1,0
		I /Лдоп (А)	41/300	53/300	66/300	39/300	39/300	41/300	77/300	18/300	0/300	46/300
	КК-114	P (МВт)	2,0	4,7	3,8	1,8	1,8	1,9	5,7	-0,1	8,5	4,3
		Q(МВАР)	1,8	3,1	2,6	2,2	2,2	2,2	3,0	1,6	1,6	3,3
		I /Лдоп (А)	11/300	27/300	22/300	12/300	12/300	12/300	32/300	4/300	44/300	26/300
ПС 110 кВ Благовещенская	СШ110 кВ	U (кВ)	115,9	113,1	115,3	115,7	115,7	115,1	113,3	116,6	116,6	112,6
		P (МВт)	-8,6	-10,7	-13,2	-8,1	-8,1	-8,3	-15,2	-4,0	0	-9,1
	КБ-117	Q(МВАР)	-0,2	0,2	-2,0	-0,7	-0,7	1,1	0,4	0,1	0	1,4
		I /Лдоп (А)	44/300	56/300	67/300	41/300	41/300	44/300	79/300	22/300	0/300	49/300
	КБ-118	P (МВт)	-8,6	-10,7	-13,2	-8,1	-8,1	-8,3	-15,2	-4,0	0	-9,1
		Q(МВАР)	-0,2	0,2	-2,0	-0,7	-0,7	1,1	0,4	0,1	0	1,4
		I /Лдоп (А)	44/300	56/300	67/300	41/300	41/300	44/300	79/300	22/300	0/300	49/300
	БЛ-123	P (МВт)	11,1	16,1	1,27	10,9	10,9	11,2	15,7	9,5	7,9	16,1
		Q(МВАР)	-3,3	-1,1	-2,9	-3,0	-3,0	-2,0	-1,1	-3,5	-2,5	-0,3
		I /Лдоп (А)	60/300	83/300	67/300	59/300	59/300	59/300	81/300	53/300	44/300	83/300
	БЗ-124	P (МВт)	12,8	18,2	14,5	12,6	12,6	12,9	17,8	11,1	9,4	18,2
		Q(МВАР)	-5,3	-2,6	-4,7	-5,0	-5,0	-3,9	-2,6	-5,6	-4,7	-1,7
		I /Лдоп (А)	64/300	91/300	72/300	63/300	63/300	64/300	89/300	56/300	47/300	91/300
	БС-127	P (МВт)	-2,3	10,7	3,5	-2,9	-2,9	-3,1	0	-7,6	-8,7	-14,2
		Q(МВАР)	7,1	-0,1	9,8	7,1	7,1	0,7	0	6,9	7,5	-4,8
		I /Лдоп (А)	32/300	55/300	47/300	33/300	33/300	16/300	0/300	47/300	54/300	79/300
	БР-144	P (МВт)	0,4	2,7	0,7	0,4	0,4	0,5	2,1	-0,1	-3,7	2,9
		Q(МВАР)	-1,9	-0,2	-1,6	-1,7	-1,7	-0,9	-0,1	-2,2	-1,2	0,4
		I /Лдоп (А)	17/300	16/300	16/300	16/300	16/300	13/300	13/300	19/300	23/300	16/300

Таблица 11

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Летний максимум 2021 года									
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)					Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)			
				УК-15	ОХ-32	КС-115	КС-116	ХР-29	УК-15, БС-127	КС-115, КС-116	КБ-117, КБ-118	УК-15, СГ-119
ПС 110 кВ Хабарская	СШ110 кВ	U (кВ)	117,1	105,0	118,8	116,7	116,7	117,1	103,8	116,3	116,2	103,8
	ХК-196	P (МВт)	19,5	-3,3	11,9	20,4	20,4	18,4	-3,3	22,2	23,0	-3,3
		Q(МВАР)	13,3	-2,5	9,4	14,1	14,1	11,1	-2,5	15,0	15,0	-2,5
		I /Iдоп (А)	114/300	25/300	71/300	120/300	120/300	103/300	25/300	131/300	134/300	25/300
	ХР-29	P (МВт)	-2,3	9,6	-9,7	-1,4	-1,4	0	-2,1	3,2	4,0	13,1
		Q(МВАР)	-3,9	4,4	-7,7	-4,0	-4,0	0	0,2	-2,7	-3,4	7,8
		I /Iдоп (А)	29/249	55/249	65/249	28/249	28/249	0/249	13/249	26/249	31/249	82/249
	ОХ-32	P (МВт)	-14,9	-4,2	0	-16,6	-16,6	-16,1	7,5	-23,0	-24,5	-7,7
		Q(МВАР)	-8,2	-1,0	0	-9,0	-9,0	-9,9	3,2	-10,9	-10,2	-4,4
		I /Iдоп (А)	83/300	23/300	0/300	93/300	93/300	92/300	46/300	127/300	133/300	48/300
ПС 110 кВ Славгородская	СШ110 кВ	U (кВ)	112,2	105,0	107,5	111,2	111,2	112,0	108,4	108,7	108,5	110,0
	СГ-119	P (МВт)	6,5	-3,6	-7,5	8,1	8,1	7,5	-15,6	14,2	15,7	0
		Q(МВАР)	3,6	-2,8	-4,5	4,3	4,3	5,2	-7,6	5,7	4,9	0
		I /Iдоп (А)	36/300	28/300	49/300	46/300	46/300	45/300	94/300	80/300	86/300	0/300
	КС-115	P (МВт)	4,0	8,7	10,8	0	6,3	3,5	15,1	0	-0,8	7,3
		Q(МВАР)	1,3	4,1	5,0	0	1,8	0,5	-1,8	0	0,4	-2,4
		I /Iдоп (А)	21/300	52/300	63/300	0/300	33/300	18/300	81/300	0/300	4/300	41/300
	КС-116	P (МВт)	4,0	8,7	10,8	6,3	0	3,5	15,1	0	-0,8	7,3
		Q(МВАР)	1,3	4,1	5,0	1,8	0	0,5	-1,8	0	0,4	-2,4
		I /Iдоп (А)	21/300	52/300	63/300	33/300	0/300	18/300	81/300	0/300	4/300	41/300
ПС 110 кВ Кулунда	СШ110 кВ	U (кВ)	113,2	107,3	110,2	113,0	113,0	112,7	110,0	115,2	108,7	110,4
	КС-115	P (МВт)	-8,4	-13,0	-15,2	0	-15,0	7,8	-19,6	0	-3,4	-11,6
		Q(МВАР)	-0,6	-3,5	-4,6	0	-2,6	-0,3	1,9	0	0,5	3,1
		I /Iдоп (А)	43/300	74/300	85/300	0/300	79/300	40/300	103/300	0/300	18/300	62/300
	КС-116	P (МВт)	-8,4	-13,0	-15,2	-15,0	0	7,8	-19,6	0	-3,4	-11,6
		Q(МВАР)	-0,6	-3,5	-4,6	-2,6	0	-0,3	1,9	0	0,5	3,1
		I /Iдоп (А)	43/300	74/300	85/300	79/300	0/300	40/300	103/300	0/300	18/300	62/300

	КБ-117	P (МВт)	8,1	10,9	13,8	7,4	7,4	7,5	16,7	1,6	0	9,5
		Q(МВАР)	1,8	3,0	4,9	2,3	2,3	0,7	-0,7	1,2	0	-2,0
		I /Iдоп (А)	42/300	60/300	75/300	38/300	38/300	39/300	88/300	8/300	0/300	52/300
	КБ-118	P (МВт)	8,1	10,9	13,8	7,4	7,4	7,5	16,7	1,6	0	9,5
		Q(МВАР)	1,8	3,0	4,9	2,3	2,3	0,7	-0,7	1,2	0	-2,0
		I /Iдоп (А)	42/300	60/300	75/300	38/300	38/300	39/300	88/300	8/300	0/300	52/300
	КК-114	P (МВт)	7,6	11,0	9,7	7,3	7,3	7,6	12,7	4,0	13,7	11,1
		Q(МВАР)	0,5	3,6	2,2	0,9	0,9	0,9	0,3	0,5	1,8	0,7
		I /Iдоп (А)	39/300	61/300	52/300	37/300	37/300	39/300	67/300	20/300	73/300	58/300
ПС 110 кВ Благовещенская	СШ110 кВ	U (кВ)	114,4	109,4	113,0	114,2	114,2	113,6	111,8	115,5	115,2	110,9
		P (МВт)	-8,4	-11,2	-14,2	-7,7	-7,7	-7,9	-17,1	-1,9	0	-9,9
	КБ-117	Q(МВАР)	-1,2	-2,6	-4,5	-1,7	-1,7	-0,2	1,0	-0,6	0	2,5
		I /Iдоп (А)	43/300	60/300	75/300	39/300	39/300	41/300	90/300	11/300	0/300	56/300
	КБ-118	P (МВт)	-8,4	-11,2	-14,2	-7,7	-7,7	-7,9	-17,1	-1,9	0	-9,9
		Q(МВАР)	-1,2	-2,6	-4,5	-1,7	-1,7	-0,2	1,0	-0,6	0	2,5
		I /Iдоп (А)	43/300	60/300	75/300	39/300	39/300	41/300	90/300	11/300	0/300	56/300
	БЛ-123	P (МВт)	8,9	15,9	10,9	8,6	8,6	9,3	15,9	6,0	5,7	16,3
		Q(МВАР)	0,4	4,5	1,6	0,7	0,7	1,5	1,3	0,3	0,9	2,2
		I /Iдоп (А)	45/300	86/300	55/300	44/300	44/300	47/300	82/300	31/300	29/300	85/300
	БЗ-124	P (МВт)	10,3	17,8	12,4	10,0	10,0	10,7	17,8	7,2	6,9	18,2
		Q(МВАР)	-1,7	3,4	-0,2	-1,3	-1,3	-0,5	-0,1	-1,9	-1,3	0,9
		I /Iдоп (А)	51/300	96/300	113/300	50/300	50/300	55/300	90/300	36/300	35/300	94/300
	БС-127	P (МВт)	-0,7	-12,6	6,5	-1,5	-1,5	-2,9	0	-6,2	-7,0	-16,5
		Q(МВАР)	7,1	-2,2	10,3	7,1	7,1	1,7	0	5,8	6,5	-6,3
		I /Iдоп (А)	30/300	69/300	58/300	31/300	31/300	15/300	0/300	39/300	44/300	94/300
	БР-144	P (МВт)	7,5	10,4	7,8	7,4	7,4	7,7	10,0	5,8	3,5	10,8
		Q(МВАР)	-2,5	0,7	-1,5	-2,2	-2,2	-1,6	-1,4	-2,3	-2,1	-0,7
		I /Iдоп (А)	43/300	55/300	43/300	42/300	42/300	42/300	54/300	35/300	25/300	57/300

Таблица 12

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Летний минимум 2021 года									
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)					Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)			
				УК-15	ОХ-32	КС-115	КС-116	ХР-29	УК-15, БС-127	КС-115, КС-116	КБ-117, КБ-118	УК-15, СГ-119
ПС 110 кВ Хабарская	СШ110 кВ	U (кВ)	120,6	114,1	121,7	120,3	120,3	120,9	109,6	120,1	120,1	111,6
	ХК-196	P (МВт)	10,6	-2,4	6,4	10,8	10,8	9,9	-2,3	11,5	12,9	-2,3
		Q(МВАР)	8,3	-1,5	5,9	9,3	9,3	7,3	-1,4	9,9	9,2	-1,4
		I /Лдоп (А)	62/300	17/300	39/300	66/300	66/300	56/300	16/300	70/300	74/300	16/300
	ХР-29	P (МВт)	-1,3	5,6	-5,2	-0,9	-0,9	0	-1,3	0,9	3,1	7,7
		Q(МВАР)	-2,0	3,1	-4,2	-2,0	-2,0	0	0	-0,9	-3,1	6,6
		I /Лдоп (А)	18/278	30/278	37/278	18/278	18/278	0/278	10/278	12/278	27/278	48/278
	ОХ-32	P (МВт)	-8,1	-2,1	0	-8,7	-8,7	-8,7	4,8	-11,1	-14,7	-4,2
		Q(МВАР)	-5,3	-0,8	0	-6,3	-6,3	6,3	2,1	-8,0	-5,0	-4,4
		I /Лдоп (А)	45/300	11/300	0/300	50/300	50/300	49/300	29/300	64/300	74/300	29/300
ПС 110 кВ Славгородская	СШ110 кВ	U (кВ)	118,1	114,3	115,4	117,2	117,2	117,9	112,5	115,9	116,2	115,0
	СГ-119	P (МВт)	3,6	-2,2	-4,0	4,2	4,2	4,2	-9,1	6,6	10,1	0
		Q(МВАР)	1,0	-3,0	-4,4	2,1	2,1	2,0	-6,0	3,8	0,6	0
		I /Лдоп (А)	18/300	22/300	33/300	22/300	22/300	21/300	58/300	36/300	50/300	0/300
	КС-115	P (МВт)	1,5	4,4	5,3	0	2,4	1,2	7,8	0	-1,8	3,3
		Q(МВАР)	1,5	3,3	4,1	0	1,8	1,0	4,7	0	1,6	1,8
		I /Лдоп (А)	9/300	26/300	32/300	0/300	14/300	7/300	45/300	0/300	10/300	18/300
	КС-116	P (МВт)	1,5	4,4	5,3	2,4	0	1,2	7,8	0	-1,8	3,3
		Q(МВАР)	1,5	3,3	4,1	1,8	0	1,0	4,7	0	1,6	1,8
		I /Лдоп (А)	9/300	26/300	32/300	14/300	0/300	7/300	45/300	0/300	10/300	18/300
ПС 110 кВ Кулунда	СШ110 кВ	U (кВ)	118,7	115,6	117,0	118,4	118,4	118,3	114,5	119,6	116,4	115,8
	КС-115	P (МВт)	-3,3	-6,1	-7,1	0	-5,9	-3,0	-9,5	0	0	-5,0
		Q(МВАР)	-1,0	-2,7	-3,6	0	-3,2	-0,5	-4,2	0	-1,0	-1,3
		I /Лдоп (А)	19/300	36/300	42/300	0/300	36/300	17/300	55/300	0/300	10/300	27/300
	КС-116	P (МВт)	-3,3	-6,1	-7,1	-5,9	0	-3,0	-9,5	0	0	-5,0
		Q(МВАР)	-1,0	-2,7	-3,6	-3,2	0	-0,5	-4,2	0	-1,0	-1,3
		I /Лдоп (А)	19/300	36/300	42/300	36/300	0/300	17/300	55/300	0/300	10/300	27/300

	КБ-117	P (МВт)	5,7	7,3	8,8	5,4	5,4	5,4	10,4	3,1	0	6,4
		Q(МВАР)	0,1	0,9	2,1	0,5	0,5	-0,6	2,0	-0,7	0	-0,5
		I /Лдоп (А)	28/300	37/300	44/300	26/300	26/300	27/300	53/300	17/300	0/300	32/300
	КБ-118	P (МВт)	5,7	7,3	8,8	5,4	5,4	5,4	10,4	3,1	0	6,4
		Q(МВАР)	0,1	0,9	2,1	0,5	0,5	-0,6	2,0	-0,7	0	-0,5
		I /Лдоп (А)	28/300	37/300	44/300	26/300	26/300	27/300	53/300	17/300	0/300	32/300
	КК-114	P (МВт)	-1,8	0,4	-0,5	-1,9	-1,9	-1,8	1,1	-3,3	2,9	0,2
		Q(МВАР)	3,6	5,4	4,7	4,0	4,0	3,9	6,2	3,3	3,8	5,2
		I /Лдоп (А)	16/300	23/300	19/300	18/300	18/300	17/300	28/300	20/300	21/300	22/300
ПС 110 кВ Благовещенская	СШ110 кВ	U (кВ)	119,1	116,5	118,3	118,9	118,9	118,5	116,1	119,5	119,0	116,2
		P (МВт)	-5,8	-7,5	-8,9	-5,5	-5,5	-5,5	-10,6	-3,2	0	-6,5
	КБ-117	Q(МВАР)	0,5	-0,3	-1,5	0,1	0,1	1,2	-1,5	-1,3	0	1,1
		I /Лдоп (А)	30/300	38/300	44/300	28/300	28/300	30/300	53/300	22/300	0/300	35/300
	КБ-118	P (МВт)	-5,8	-7,5	-8,9	-5,5	-5,5	-5,5	-10,6	-3,2	0	-6,5
		Q(МВАР)	0,5	-0,3	-1,5	0,1	0,1	1,2	-1,5	-1,3	0	1,1
		I /Лдоп (А)	30/300	38/300	44/300	28/300	28/300	30/300	53/300	22/300	0/300	35/300
	БЛ-123	P (МВт)	9,3	13,3	10,3	9,2	9,2	9,5	12,9	8,2	7,1	13,3
		Q(МВАР)	-3,3	-0,8	-2,5	-3,0	-3,0	-2,6	-0,1	-3,5	-2,1	-0,5
		I /Лдоп (А)	51/300	67/300	54/300	50/300	50/300	50/300	65/300	46/300	39/300	67/300
	БЗ-124	P (МВт)	10,4	14,6	11,4	10,2	10,2	10,6	14,2	9,2	8,0	14,6
		Q(МВАР)	-5,7	-2,8	-4,8	-5,3	-5,3	-4,8	-2,0	-5,9	-4,5	-2,4
		I /Лдоп (А)	52/300	71/300	56/300	51/300	51/300	52/300	70/300	46/300	39/300	72/300
	БС-127	P (МВт)	0,5	-7,4	3,4	-0,9	-0,9	-1,7	0	-2,6	-4,9	-9,6
		Q(МВАР)	-5,2	-0,4	7,2	5,1	5,1	1,6	0	4,0	6,1	-4,2
		I /Лдоп (А)	19/300	37/300	34/300	19/300	19/300	9/300	0/300	18/300	33/300	54/300
	БР-144	P (МВт)	3,7	-1,8	-3,5	-3,7	-3,7	-3,5	-2,2	-4,4	-6,5	-1,6
		Q(МВАР)	-0,9	2,7	1,4	1,1	1,1	1,4	3,2	0,8	1,9	3,0
		I /Лдоп (А)	18/300	10/300	17/300	18/300	18/300	17/300	14/300	22/300	31/300	11/300

Таблица 13

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Зимний максимум 2021 года							
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)				Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)		
				Власиха - Ковыльная	ВП-52	АО-155	КА-421	АО-155, КА-421	Власиха-Ковыльная, ВП-52	Власиха-Ковыльная, ВП-52, с применением схемно-режимных мероприятий
ПС 220 кВ Власиха	СШ110 кВ	U (кВ)	117,0	117,0	117,0	117,0	116,9	116,9	117,2	117,2
	Власиха - Ковыльная	P (МВт)	-49,9	0	-70,6	-51,2	-39,2	-38,3	0	0
		Q(МВАР)	-8,8	0	-12,6	-8,6	-13,0	-14,4	0	0
		I /Идоп (А)	250/400	0/400	354/400	256/400	204/400	203/400	0/400	0/400
	ВП-52	P (МВт)	-38,8	-66,5	0	-39,8	-29,7	-29,0	0	0
		Q(МВАР)	-4,7	-13,7	0	-4,5	-8,3	-9,4	0	0
		I /Идоп (А)	193/330	335/330	0/330	198/330	153/330	151/330	0/330	0/330
ПС 110 кВ Ковыльная	СШ110 кВ	U (кВ)	116,5	100,3	116,2	116,4	116,4	116,3	74,1	90,2
	Власиха - Ковыльная	P (МВт)	49,9	0	70,6	51,2	39,2	38,3	0	0
		Q(МВАР)	8,8	0	12,6	8,6	13,0	14,4	0	0
		I /Идоп (А)	250/400	0/400	354/400	256/400	204/400	203/400	0/400	0/400
	Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	-36,7	11,9	-57,2	-37,9	-25,9	-25,1	10,6	11,3
		Q(МВАР)	-1,4	5,8	-4,9	-1,2	-5,8	-7,2	5,4	5,5
		I /Идоп (А)	182/400	75/400	285/400	188/400	133/400	131/400	91/400	80/400
ПС 110 кВ Топчихинская	СШ110 кВ	U (кВ)	111,7	104,8	108,8	111,7	111,6	111,2	80,8	95,1
	ТП-28	P (МВт)	25,1	50,4	-2,8	26,1	16,5	15,8	-2,4	-2,6
		Q(МВАР)	-0,9	2,8	-1,0	-1,2	3,6	4,8	-0,9	-0,9
		I /Идоп (А)	128/330	269/330	15/330	133/330	88/330	87/330	17/330	16/330
	Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	31,2	-16,5	47,2	32,4	20,8	20,0	-17,8	-15,7
		Q(МВАР)	-1,3	-7,2	-1,1	-1,7	3,8	5,2	-8,4	-7,1
		I /Идоп (А)	158/400	99/400	243/400	164/400	109/400	107/400	145/400	105/400
	ТА-182	P (МВт)	-22,1	-10,6	-16,0	-23,2	-12,8	-12,1	15,2	14,5
		Q(МВАР)	3,0	5,1	3,5	3,5	-2,4	-3,7	6,7	5,3
		I /Идоп (А)	115/300	63/300	86/300	121/300	68/300	67/300	118/300	93/300
	ТА-51	P (МВт)	-23,1	-11,7	-17,0	-24,2	-13,9	-13,2	14,1	13,3
		Q(МВАР)	3,0	5,0	3,5	3,4	-2,4	-3,7	6,4	5,2
		I /Идоп (А)	120/300	70/300	92/300	126/300	73/300	71/300	111/300	86/300

ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	110,3	104,8	108,0	110,3	119,9	109,4	84,5	97,8
	ТА-182	P (МВт)	21,1	9,8	15,0	22,1	12,0	11,2	-16,2	-15,4
		Q(МВАР)	-3,1	-4,9	-3,4	-3,5	2,6	3,9	-7,0	-5,4
		I /Iдоп (А)	110/300	58/300	81/300	116/300	65/300	64/300	122/300	96/300
	ТА-51	P (МВт)	20,5	9,4	14,6	21,6	11,5	10,8	-16,3	-15,6
		Q(МВАР)	-3,3	-5,1	-3,6	-3,8	2,3	3,6	-7,2	-5,6
		I /Iдоп (А)	107/300	57/300	79/300	113/300	62/300	61/300	124/300	98/300
	КА-421	P (МВт)	-22,5	-7,6	-14,5	-21,2	0	0	27,8	27,3
		Q(МВАР)	15,9	18,9	16,7	15,6	0	0	24,2	25,4
		I /Iдоп (А)	142/300	109/300	116/300	136/300	0/300	0/300	250/300	218/300
	АО-155	P (МВт)	3,3	10,0	6,9	0	-1,3	0	24,5	24,5
		Q(МВАР)	-1,4	-1,7	-2,1	0	2,7	0	-2,3	-7,2
		I /Iдоп (А)	22/300	57/300	41/300	0/300	11/300	0/300	168/300	152/300

Таблица 14

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Зимний минимум 2021 года						
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)				Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)	
				Власиха - Ковыльная	ВП-52	АО-155	КА-421	АО-155, КА-421	Власиха-Ковыльная, ВП-52
ПС 220 кВ Власиха	СШ110 кВ	U (кВ)	117,8	117,8	117,8	117,9	117,7	117,7	117,9
	Власиха - Ковыльная	P (МВт)	-37,6	0	-53,8	-40,2	-25,9	-25,9	0
		Q(МВАР)	-5,2	0	-7,8	-4,7	-9,6	-9,6	0
		I /Доп (А)	186/400	0/400	267/400	198/400	136/400	136/400	0/400
	ВП-52	P (МВт)	-29,9	-50,8	0	-32,1	-20,1	-20,1	0
		Q(МВАР)	-3,1	-8,0	0	-2,7	-6,8	-6,8	0
		I /Доп (А)	147/330	252/330	0/330	158/330	104/330	104/330	0/330
ПС 110 кВ Ковыльная	СШ110 кВ	U (кВ)	117,4	106,2	117,2	117,4	117,3	117,3	91,6
	Власиха - Ковыльная	P (МВт)	37,6	0	53,8	40,2	25,9	25,9	0
		Q(МВАР)	5,2	0	7,8	4,7	9,6	9,6	0
		I /Доп (А)	186/400	0/400	267/400	198/400	136/400	136/400	0/400
	Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	-28,6	8,3	-44,8	-31,2	-17,0	-17,0	7,7
		Q(МВАР)	-0,3	4,1	-2,7	0,3	-4,8	-4,8	3,7
		I /Доп (А)	141/400	49/400	221/400	153/400	88/400	88/400	53/400
ПС 110 кВ Топчихинская	СШ110 кВ	U (кВ)	113,8	109,1	111,6	113,7	113,8	113,8	95,5
	ТП-28	P (МВт)	20,1	39,7	-1,9	22,1	10,6	10,6	-1,7
		Q(МВАР)	-1,1	0,8	-1,0	-1,8	3,3	3,3	-0,9
		I /Доп (А)	101/330	205/330	10/330	111/330	58/330	58/330	10/330
	Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	25,0	-11,3	37,7	27,5	13,7	13,7	-13,2
		Q(МВАР)	-1,4	-5,0	-1,5	-2,2	3,6	3,6	-5,8
		I /Доп (А)	125/400	64/400	190/400	138/400	73/400	73/400	87/400
	ТА-182	P (МВт)	-17,8	-9,3	-13,1	-20,1	-7,6	-7,6	11,6
		Q(МВАР)	3,1	4,3	3,4	3,9	-2,1	-2,1	4,8
		I /Доп (А)	91/300	53/300	69/300	103/300	42/300	42/300	75/300
	ТА-51	P (МВт)	-18,5	-10,1	-13,8	-20,8	-8,4	-8,4	10,7
		Q(МВАР)	2,5	3,7	2,8	3,3	-2,7	-2,7	4,2
		I /Доп (А)	95/300	57/300	73/300	107/300	45/300	45/300	70/300

ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	112,8	109,0	111,0	112,6	112,6	112,6	97,7
	ТА-182	P (МВт)	17,2	8,8	12,5	19,4	7,1	7,1	-12,2
		Q(МВАР)	-2,8	-4,0	-3,1	-3,8	2,6	2,6	-4,6
		I /Лдоп (А)	88/300	49/300	66/300	100/300	40/300	40/300	77/300
	ТА-51	P (МВт)	16,7	8,4	12,1	18,9	6,7	6,7	-12,3
		Q(МВАР)	-3,6	-4,7	-3,8	-4,5	1,8	1,8	-5,2
		I /Лдоп (А)	86/300	49/300	64/300	98/300	37/300	37/300	79/300
	КА-421	P (МВт)	-25,1	-13,7	-18,7	-22,4	0	0	15,4
		Q(МВАР)	15,5	17,6	16,2	14,9	0	0	20,9
		I /Лдоп (А)	149/300	115/300	127/300	136/300	0/300	0/300	151/300
	АО-155	P (МВт)	7,0	11,9	9,8	0	1,9	0	23,7
		Q(МВАР)	-2,6	-3,2	-3,3	0	1,7	0	-5,4
		I /Лдоп (А)	41/300	67/300	56/300	0/300	10/300	0/300	145/300

Таблица 15

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Летний максимум 2021 года						
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)				Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)	
				Власиха - Ковыльная	ВП-52	АО-155	КА-421	АО-155, КА-421	Власиха-Ковыльная, ВП-52
ПС 220 кВ Власиха	СШ110 кВ	U (кВ)	116,7	116,8	116,7	116,7	116,6	116,6	117,0
	Власиха - Ковыльная	P (МВт)	-28,6	0	-36,7	-32,3	-24,7	-29,5	0
		Q(МВАР)	-9,0	0	-11,0	-7,8	-13,1	-12,6	0
		I /Доп (А)	149/400	0/400	190/400	164/400	139/400	159/400	0/400
	ВП-52	P (МВт)	-18,0	-34,1	0	-21,1	-14,7	-18,8	0
		Q(МВАР)	-4,0	-10,4	0	-3,0	-7,5	-7,1	0
		I /Доп (А)	91/310	176/310	0/310	106/310	82/310	99/310	0/310
ПС 110 кВ Ковыльная	СШ110 кВ	U (кВ)	116,4	104,8	116,3	116,4	116,2	116,2	92,5
	Власиха - Ковыльная	P (МВт)	28,6	0	36,7	32,3	24,7	29,5	0
		Q(МВАР)	9,0	0	11,0	7,8	13,1	12,6	0
		I /Доп (А)	149/400	0/400	190/400	164/400	139/400	159/400	0/400
	Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	-19,3	8,6	-27,4	-23,0	-15,4	-20,2	8,1
		Q(МВАР)	-4,0	4,2	-5,9	-2,7	-8,1	-7,6	3,9
		I /Доп (А)	99/400	52/400	140/400	115/400	88/400	108/400	55/400
ПС 110 кВ Топчихинская	СШ110 кВ	U (кВ)	113,8	109,0	112,1	113,7	113,0	112,4	96,9
	ТП-28	P (МВт)	11,1	26,5	-2,0	14,1	7,8	11,8	-1,9
		Q(МВАР)	1,0	5,9	-1,4	-0,2	4,6	4,0	-1,2
		I /Доп (А)	57/310	142/310	11/310	71/310	50/310	66/310	11/310
	Ковыльная - Топчихинская	P (МВт)	11,9	-15,6	19,8	15,5	8,1	12,8	-14,6
		Q(МВАР)	-0,4	-8,0	1,2	-1,8	3,9	3,2	-7,5
		I /Доп (А)	60/400	92/400	101/400	78/400	49/400	69/400	98/400
	ТА-182	P (МВт)	-8,3	-1,9	-5,5	-11,4	-4,7	-9,0	11,4
		Q(МВАР)	-0,1	1,9	0,4	1,3	-4,1	-3,3	4,9
		I /Доп (А)	42/300	12/300	29/300	58/300	35/300	51/300	73/300
	ТА-51	P (МВт)	-8,9	-2,7	-6,2	-12,1	-5,4	-9,7	10,6
		Q(МВАР)	0	2,0	0,6	1,4	-3,9	-3,1	5,0
		I /Доп (А)	45/300	17/300	32/300	62/300	34/300	52/300	70/300

ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	113,0	109,1	111,6	112,9	111,7	110,9	99,1
	ТА-182	P (МВт)	7,7	1,5	5,1	11,0	4,2	8,5	-11,9
		Q(МВАР)	0,4	-1,6	-0,1	-1,0	4,4	3,6	-4,9
		I /Iдоп (А)	40/300	9/300	27/300	56/300	35/300	50/300	74/300
	ТА-51	P (МВт)	7,5	1,3	4,8	10,7	4,0	8,2	-12,0
		Q(МВАР)	0,3	-1,7	-0,3	-1,2	4,2	3,4	-5,0
		I /Iдоп (А)	38/300	8/300	25/300	54/300	34/300	48/300	75/300
	КА-421	P (МВт)	-8,4	-0,2	-4,9	-4,6	0	0	17,8
		Q(МВАР)	11,0	13,9	11,9	9,5	0	0	19,4
		I /Iдоп (А)	68/300	70/300	63/300	51/300	0/300	0/300	151/300
	АО-155	P (МВт)	10,2	13,9	11,8	0	8,6	0	21,8
		Q(МВАР)	-4,5	-4,0	-4,5	0	-1,6	0	-3,0
		I /Iдоп (А)	60/300	78/300	68/300	0/300	47/300	0/300	129/300

Таблица 16

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Летний минимум 2021 года						
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)				Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)	
				Власиха - Ковыльняная	ВП-52	АО-155	КА-421	АО-155, КА-421	Власиха-Ковыльняная, ВП-52
ПС 220 кВ Власиха	СШ110 кВ	U (кВ)	118,9	118,9	118,9	118,9	118,8	118,8	118,9
	Власиха - Ковыльняная	P (МВт)	-26,3	0	-35,8	-31,0	-13,9	-18,0	0
		Q(МВАР)	-3,0	0	-3,4	-1,0	-8,0	-7,1	0
		I /Лдоп (А)	128/400	0/400	175/400	151/400	78/400	94/400	0/400
	ВП-52	P (МВт)	-18,5	-33,3	0	-22,5	-8,1	-11,6	0
		Q(МВАР)	0	-2,5	0	1,7	-4,3	-3,4	0
		I /Лдоп (А)	90/330	162/330	0/330	110/330	78/330	59/330	0/330
ПС 110 кВ Ковыльняная	СШ110 кВ	U (кВ)	118,6	111,1	118,5	118,7	118,5	118,5	103,8
	Власиха - Ковыльняная	P (МВт)	26,3	0	35,8	31,0	13,9	18,0	0
		Q(МВАР)	3,0	0	3,4	1,0	8,0	7,1	0
		I /Лдоп (А)	128/400	0/400	175/400	151/400	78/400	94/400	0/400
	Ковыльняная - Топчихинская	P (МВт)	-20,4	5,6	-29,9	-25,1	-8,0	-12,2	5,3
		Q(МВАР)	0,2	2,9	-0,1	2,3	-4,9	-3,9	2,6
		I /Лдоп (А)	99/400	31/400	146/400	122/400	48/400	63/400	32/400
ПС 110 кВ Топчихинская	СШ110 кВ	U (кВ)	116,6	113,5	115,2	116,7	116,6	116,3	106,2
	ТП-28	P (МВт)	14,2	28,4	-1,2	18,1	4,0	7,4	-1,2
		Q(МВАР)	-1,6	-0,4	-1,3	-3,6	3,1	2,2	-1,2
		I /Лдоп (А)	70/330	142/330	6/330	89/330	30/330	41/330	6/330
	Ковыльняная - Топчихинская	P (МВт)	16,6	-9,1	25,9	21,2	4,4	8,5	-8,7
		Q(МВАР)	-2,7	-4,8	-2,9	-5,0	2,8	1,7	-4,4
		I /Лдоп (А)	82/400	50/400	128/400	105/400	31/400	45/400	51/400
	ТА-182	P (МВт)	-13,1	-7,2	-9,9	-17,2	-2,0	-5,7	7,1
		Q(МВАР)	2,3	3,1	2,4	4,7	-3,1	-2,0	2,8
		I /Лдоп (А)	65/300	39/300	50/300	87/300	22/300	32/300	40/300
	ТА-51	P (МВт)	-13,5	-7,6	-10,3	17,6	-2,4	-6,2	6,6
		Q(МВАР)	2,3	3,1	2,4	-4,7	-3,0	-2,0	2,8
		I /Лдоп (А)	68/300	42/300	53/300	90/300	19/300	32/300	39/300

ПС 110 кВ Алейская	СШ110 кВ	U (кВ)	115,8	113,3	114,7	116,0	115,7	115,3	107,3
	ТА-182	P (МВт)	12,8	7,0	9,7	16,9	1,8	5,5	-7,3
		Q(МВАР)	-1,9	-2,6	-2,0	-4,4	3,6	2,5	-2,5
		I /Лдоп (А)	64/300	37/300	49/300	86/300	24/300	33/300	41/300
	ТА-51	P (МВт)	12,6	6,8	9,5	16,6	1,6	5,3	-7,4
		Q(МВАР)	-2,1	-2,8	-2,2	-4,5	3,4	2,3	-2,6
		I /Лдоп (А)	63/300	36/300	48/300	84/300	23/300	31/300	41/300
	КА-421	P (МВт)	-27,4	-19,3	-23,0	-22,5	0	0	1,1
		Q(МВАР)	16,2	17,7	16,6	-14,3	0	0	19,4
		I /Лдоп (А)	157/300	131/300	141/300	131/300	0/300	0/300	101/300
	АО-155	P (МВт)	12,9	16,2	14,7	0	7,5	0	24,0
		Q(МВАР)	-7,1	-7,5	-7,6	0	-2,1	0	-9,9
		I /Лдоп (А)	77/300	94/300	86/300	0/300	41/300	0/300	142/300

Таблица 17

Наименование объекта	Наименование двухцепных ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Зимний максимум 2021 года		
			Отключение одной ВЛ 110 кВ		Отключение двух ВЛ 110 кВ
			ТС-100	ТО-101	ТП-45, ТП-46
ПС 110 кВ Подгорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	115,4	115,4	113,5
	ТП-45	P (МВт)	30,5	35,4	0
		Q(МВАР)	27,4	27,2	0
		I /Доп (А)	204/ 600	223/ 600	0/ 600
	ТП-46	P (МВт)	26,2	31,2	0
		Q(МВАР)	25,6	25,5	0
		I /Доп (А)	183/ 600	201/ 600	0/ 600
	ОП-93	P (МВт)	14,2	9,2	42,3
		Q(МВАР)	-10,7	-10,5	15,7
		I /Доп (А)	89/ 600	70/ 600	229/ 600
	ОП-94	P (МВт)	14,2	9,2	42,3
		Q(МВАР)	-10,7	-10,5	15,7
		I /Доп (А)	89/ 600	70/ 600	229/ 600
Барнаульская ТЭЦ-3	Шины 110 кВ	U(кВ)	117,1	117,1	117,7
	ТП-45	P (МВт)	-42,8	-47,8	0
		Q(МВАР)	-30,8	-30,8	0
		I /Доп (А)	261/ 890	281/ 890	0/ 890
	ТП-46	P (МВт)	-44,9	-49,9	0
		Q(МВАР)	-31,8	-31,8	0
		I /Доп (А)	272/ 890	292/ 890	0/ 890
	ТТ-121	P (МВт)	-30,6	-23,9	-58,8
		Q(МВАР)	-40,9	-41,5	-54,8
		I /Доп (А)	252/ 890	236/ 890	396/ 890
	ТТ-122	P (МВт)	-23,1	-16,3	-51,3
		Q(МВАР)	-38,7	-39,3	-52,6
		I /Доп (А)	223/ 890	210/ 890	362/ 890
	Шины 110 кВ	U(кВ)	115,6	115,5	114,9
	ОП-93	P (МВт)	-50,2	-45,5	-78,7

ПС 110 кВ Опорная		Q(МВАР)	-2,2	-2,2	-29,1
		I /Лдоп (А)	252/ 600	228/ 600	422/600
	ОП-94	P (МВт)	-50,2	-45,5	-78,7
		Q(МВАР)	-2,2	-2,2	-29,1
		I /Лдоп (А)	252/ 600	228/ 600	422/600
	ТО-101	P (МВт)	118,2	0	118,2
		Q(МВАР)	-1,3	0	24,9
		I /Лдоп (А)	590/ 600	0/ 600	609/ 600
	СО-102	P (МВт)	27,2	131,8	83,0
		Q(МВАР)	-2,1	-3,6	14,5
		I /Лдоп (А)	136/ 600	658/ 600	423/ 600
Барнаульская ТЭЦ-2	Шины 110 кВ	U(кВ)	115,9	116,0	115,5
	ТТ-121	P (МВт)	-33	-39,7	-4,9
		Q(МВАР)	13,6	14,0	27,2
		I /Лдоп (А)	177/ 890	210/ 890	138/890
	ТТ-122	P (МВт)	-30,9	-37,7	-2,8
		Q(МВАР)	14,2	14,7	27,8
		I /Лдоп (А)	169/ 890	201/ 890	140//890
	ТО-101	P (МВт)	-127,6	0	-123,5
		Q(МВАР)	-7,5	0	-29,7
		I /Лдоп (А)	637/ 600	0/ 600	635/ 600
	ТС-100	P (МВт)	0	-114,0	-60,5
		Q(МВАР)	0	-7,3	-18,7
		I /Лдоп (А)	0/ 630	569/ 630	316/ 630

Таблица 18

Наименование объекта	Наименование двухцепных ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Зимний минимум 2021 года		
			Отключение одной ВЛ 110 кВ		Отключение двух ВЛ 110 кВ
			ТС-100	ТО-101	ТП-45, ТП-46
ПС 110 кВ Подгорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	116,8	116,7	115,6
	ТП-45	P (МВт)	19,9	26,1	0
		Q(МВАР)	15,7	15,0	0
		I /Доп (А)	124/ 600	148/ 600	0/ 600
	ТП-46	P (МВт)	19,9	26,1	0
		Q(МВАР)	15,7	15,0	0
		I /Доп (А)	124/ 600	148/ 600	0/ 600
	ОП-93	P (МВт)	5,4	-0,8	25,2
		Q(МВАР)	-4,9	-4,2	10,7
		I /Доп (А)	36/ 600	22/ 600	136/ 600
	ОП-94	P (МВт)	5,4	-0,8	25,2
		Q(МВАР)	-4,9	-4,2	10,7
		I /Доп (А)	36/ 600	22/ 600	136/ 600
Барнаульская ТЭЦ-3	Шины 110 кВ	U(кВ)	117,9	117,9	118,1
	ТП-45	P (МВт)	-27,6	-33,8	0
		Q(МВАР)	-18,9	-18,4	0
		I /Доп (А)	165/ 890	189/ 890	0/ 890
	ТП-46	P (МВт)	-27,6	-33,8	0
		Q(МВАР)	-18,9	-18,4	0
		I /Доп (А)	165/ 890	189/ 890	0/ 890
	ТТ-121	P (МВт)	-9,0	-0,5	-28,3
		Q(МВАР)	-27,3	-28,4	-35,2
		I /Доп (А)	141/ 890	139/ 890	221/ 890
	ТТ-122	P (МВт)	-4,2	4,3	-23,5
		Q(МВАР)	-24,9	-26,1	-32,8

		I /Доп (А)	123/ 890	129/ 890	198/ 890
ПС 110 кВ Опорная	Шины 110 кВ	U(кВ)	116,9	116,8	116,4
	ОП-93	P (МВт)	-24,9	-18,7	-44,8
		Q(МВАР)	-3,7	-4,3	-19,5
		I /Доп (А)	124/ 600	95/ 600	242/600
	ОП-94	P (МВт)	-24,9	-18,7	-44,8
		Q(МВАР)	-3,7	-4,3	-19,5
		I /Доп (А)	124/ 600	95/ 600	242/600
	ТО-101	P (МВт)	151,9	0	129,9
		Q(МВАР)	-11,5	0	6,9
		I /Доп (А)	752/ 600	0/ 600	645/ 600
	СО-102	P (МВт)	30,8	165,8	91,5
		Q(МВАР)	-6,0	-16,1	1,6
		I /Доп (А)	155/ 600	822/600	453/ 600
Барнаульская ТЭЦ-2	Шины 110 кВ	U(кВ)	117,2	117,3	116,9
	ТТ-121	P (МВт)	-28,0	-36,5	-8,6
		Q(МВАР)	7,1	8,1	15,0
		I /Доп (А)	142/ 890	184/ 890	85//890
	ТТ-122	P (МВт)	-26,6	-35,1	-7,3
		Q(МВАР)	7,7	8,8	15,7
		I /Доп (А)	136/ 890	178/ 890	85//890
	ТО-101	P (МВт)	-156,5	0	-132,3
		Q(МВАР)	5,6	0	-10,1
		I /Доп (А)	771/ 600	0/ 600	655/ 600
	ТС-100	P (МВт)	0	-139,5	-62,8
		Q(МВАР)	0	4,4	-8,9
		I /Доп (А)	0/ 630	687/ 630	313/ 630

Таблица 19

Наименование ПС	Место замера	Единицы измерения	Летний максимум 2021 года											
			Нормальный режим	Отключение ВЛ (АТ)										
				ГЗ-142	ЮГ-153	ПО-141	ПД-71	ГЗ-142 и ГЗ-143	ПД-71 и СК-72	ПД-71 и СК-72*	ПО-141 и ЗС-31	ПО-141 и ЗС-31*	АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Горняк	РЮ-221 и РЮ-222
ПС 110 кВ Дальняя	Шины 110	U (кВ)	119,4	119,1	114,5	119,9	118,4	118,3	122,1	123,5	120,4	121,4	119,4	101
	ПД-71	P (МВт)	-15,5	-15,3	-5,2	-9,3	-	-15,5	-	-	-14,7	-16	-12,5	-34,1
		I (А)	93	95	35	54	-	114	-	-	75	78	79	198
		Идл/Иад (А)	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300
	ДК-63	P (МВт)	17	16,7	6,6	10,7	1,4	17	1,4	1,4	16,1	17,4	14	35,9
		I (А)	101	103	38	62	8	121	8	8	82	86	87	204
		Идл/Иад (А)	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360	300/360
ПС 110 кВ Курьинская	Шины 110	U (кВ)	118,9	118,3	116	119,6	118,2	116,6	121,9	123,3	121	122,4	118,7	106,5
	ДК-63	P (МВт)	12,4	12,7	23,1	18,9	28,4	12,2	28,4	28,4	13,4	12,1	15,5	-7,6
		I (А)	73	78	120	93	139	93	134	133	65	58	85	58
		Идл/Иад (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
	КК-27	P (МВт)	2,6	2,7	-0,1	-8,9	-1,7	2,6	-24,3	-24,6	-9	-8,1	3,6	9,1
		I (А)	52	50	22	44	30	40	116	116	44	39	57	54
		Идл/Иад (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
	СК-72	P (МВт)	-10,9	-11,3	-18,7	-5,9	-22,2	10,8	-	-	-0,3	-0,3	-14,9	2,3
		I (А)	56	57	115	29	121	59	-	-	7	7	78	72
		Идл/Иад (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
ПС 220 кВ Горняк	Шины 110	U (кВ)	118,5	118,4	118	118,9	118,2	118,9	118,8	119,2	118,6	119,1	118,1	113,5
	ГЗ-143	P (МВт)	-2,4	-4,8	1	-4,6	2,5	-	-7,2	-6,5	-7,1	-6,3	-0,6	-8,1
		I (А)	19	42	38	25	33	-	36	32	36	32	18	58
		Идл/Иад (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
	ГЗ-142	P (МВт)	-2,9	-	1,2	-5,7	3,1	-	-8,9	-8	-8,7	-7,8	-0,7	-10
		I (А)	22	-	46	28	40	-	45	39	45	40	22	68
		Идл/Иад (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 Змеиногорская	Шины 110	U (кВ)	117,7	116,6	116,5	118,2	117,2	112,8	117,7	118,3	117,4	118	117,3	110,9
	ГЗ-143	P (МВт)	0	-0,2	-3,6	2,3	-5,2	-	5,1	4,6	4,9	4,4	-1,9	6,1
		I (А)	21	36	49	17	46	-	29	26	30	27	27	55

	ГЗ-142	Идд/Иад (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
		Р (МВт)	0,2	-	-3,7	2,8	-5,6	-	6	5,3	5,8	5,2	-1,9	7
		I (А)	23	-	53	19	50	-	33	29	34	31	28	61
		Идд/Иад (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
	ЗС-31	Р (МВт)	10,4	10,9	18	5,6	21,4	10,4	-0,3	-0,3	-	-	14,4	-2,7
		I (А)	53	54	111	28	117	60	2	2	-	-	74	67
		Идд/Иад (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
ПС 220 кВ Южная	Шины 110	U (кВ)	120,5	120,4	120,9	120,8	120,7	120,4	120,9	121,5	120,8	121,5	120,7	98,6
		Р (МВт)	-1,3	-1,5	-	-5,5	12	-1,4	-12	-10,8	-1,8	0,4	-3,4	13,2
	ЮГ-153	I (А)	71	74	-	58	66	92	66	59	50	42	69	82
		Идд/Иад (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240
ПС 110 кВ Петропавл овская	Шины 110	U (кВ)	117,4	117,3	116,8	117,2	117,3	116,9	117,6	118	117,2	117,3	117,3	113,2
		Р (МВт)	-12	-12,2	-8,9	-	-7,3	-11,9	13,8	15	-	-	-13,2	-18,7
	ПО-141	I (А)	70	69	45	-	40	64	79	81	-	-	76	95
		Идд/Иад (А)	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240	200/240

* - для оценки риска превышения наибольшего рабочего напряжения рассмотрен режим летнего дневного минимума нагрузок.

Таблица 20

Наименование объекта	Наименование ВЛ 110 кВ	Единицы измерения	Летний максимум 2022 года							
			Нормальный режим	Режимы в ремонтной схеме (отключение одной ВЛ 110 кВ)				Аварийные режимы в ремонтной схеме (отключение двух ВЛ 110 кВ)		
				УК-15	ОХ-32	КС-115	ХР-29	УК-15, БС-127	КБ-117, КБ-118	УК-15, СГ-119
ПС 110 кВ Хабарская	СШ110 кВ	U (кВ)	118,2	109,1	119,5	117,9	118,7	103,4	117,6	104,7
	ХК-196	P (МВт)	4,1	-3,4	3,7	3,6	3,6	-3,3	3,3	-3,3
		Q(МВАР)	15,6	-2,7	10,3	16,7	13,6	-2,5	17,9	-2,5
		I /Доп (А)	75/300	25/300	49/300	80/300	65/300	25/300	85/300	25/300
	ХР-29	P (МВт)	-1,2	2,5	-1,5	-1,6	0	-2,1	-2,1	13,2
		Q(МВАР)	-3,6	6,1	-8,5	-3,4	0	0,1	-2,2	7,9
		I /Доп (А)	26/249	29/249	49/249	25/249	0/249	13/249	21/249	82/249
	ОХ-32	P (МВт)	-0,7	3,0	0	0,3	-1,3	7,5	1,2	-7,8
		Q(МВАР)	-10,9	-2,5	0	-12,2	-12,5	3,2	-14,6	-4,5
		I /Доп (А)	50/300	19/300	0/300	57/300	58/300	46/300	69/300	48/300
ПС 110 кВ Славгородская	СШ110 кВ	U (кВ)	115,5	110,2	112,2	114,9	115,2	108	113,9	111,2
	СГ-119	P (МВт)	-7,8	-11,1	-7,7	-8,8	-7,3	-15,6	-9,7	0
		Q(МВАР)	6,3	-1,6	-4,7	7,5	7,9	-7,6	9,8	0
		I /Доп (А)	48/300	59/300	49/300	56/300	51/300	94/300	67/300	0/300
	КС-115	P (МВт)	-1,5	0	-1,7	0	-1,7	2,1	-0,6	-5,6
		Q(МВАР)	1,9	5,6	-7,2	0	1,1	8,5	0,1	4,8
		I /Доп (А)	10/300	27/300	36/300	0/300	9/300	45/300	3/300	37/300
	КС-116	P (МВт)	24,1	25,5	23,9	23,6	23,8	27,6	25	20
		Q(МВАР)	-1,5	1,9	3,7	0,9	-2,3	4,7	-3,4	1,2
		I /Доп (А)	121/300	134/300	124/300	118/300	120/300	150/300	128/300	104/300
ПС 110 кВ Кулунда	СШ110 кВ	U (кВ)	115,5	111,3	113,5	115,1	115,1	110,1	113,6	111,5
	КС-115	P (МВт)	4	2,7	4,2	0	4,3	0,6	3,2	8,2
		Q(МВАР)	-2	-5,7	-7,4	0	-1,2	-8,7	-0,1	-5,1
		I /Доп (А)	25/300	38/300	48/300	0/300	24/300	51/300	17/300	53/300
	КС-116	P (МВт)	4,3	3	4,5	7,3	4,6	0,9	3,4	8,4
		Q(МВАР)	-2,1	-5,8	-7,5	-5,1	-1,2	-8,8	-0,2	-5,1
		I /Доп (А)	26/300	38/300	49/300	48/300	26/300	51/300	19/300	54/300

	КБ-117	P (МВт)	-1,6	-0,7	-1,7	-1,2	-1,8	1,3	0	-5,6
		Q(МВАР)	3,4	5,2	7,6	3,7	2,4	7,7	0	4,5
		I /Iдоп (А)	15/300	23/300	36/300	16/300	12/300	37/300	0/300	35/300
	КБ-118	P (МВт)	-1,6	-0,7	-1,7	-1,2	-1,8	1,3	0	-5,6
		Q(МВАР)	3,4	5,2	7,6	3,7	2,4	7,7	0	4,5
		I /Iдоп (А)	15/300	23/300	36/300	16/300	12/300	37/300	0/300	35/300
	КК-114	P (МВт)	2,0	2,7	1,7	2,1	1,9	2,9	0,5	1,5
		Q(МВАР)	0,3	3,8	2,5	0,7	0,7	4,9	3,2	4,1
		I /Iдоп (А)	10/300	21/300	12/300	11/300	10/300	27/300	13/300	19/300
ПС 110 кВ Благовещенская	СШ110 кВ	U (кВ)	115,9	112,4	115,1	115,6	115,2	112	115,8	111,8
	КБ-117	P (МВт)	1,2	0,4	1,3	0,8	1,5	-1,6	0	5,2
		Q(МВАР)	-2,8	-4,7	-7,1	-3,1	-1,8	-7,2	0	-4
		I /Iдоп (А)	8/300	16/300	28/300	8/300	7/300	30/300	0/300	30/300
	КБ-118	P (МВт)	1,2	0,4	1,3	0,8	1,5	-1,6	0	5,2
		Q(МВАР)	-2,8	-4,7	-7,1	-3,1	-1,8	-7,2	0	-4
		I /Iдоп (А)	8/300	16/300	28/300	8/300	7/300	30/300	0/300	30/300
	БЛ-123	P (МВт)	1,4	3,5	1,2	1,5	1,6	3,0	1,8	3,9
		Q(МВАР)	2,5	7,4	4	2,8	3,5	8,1	2,3	8
		I /Iдоп (А)	9/300	31/300	15/300	10/300	13/300	38/300	10/300	40/300
	БЗ-124	P (МВт)	2,3	4,7	2,2	2,5	2,6	4,2	2,8	5,1
		Q(МВАР)	-0,1	4,8	3	0,4	0,9	6,1	0,1	5,5
		I /Iдоп (А)	19/300	48/300	26/300	21/300	24/300	50/300	20/300	52/300
	БС-127	P (МВт)	1,8	-5,4	-1,6	-1,4	-2,9	0	-0,8	-16,6
		Q(МВАР)	-6,8	-3,2	11,5	6,6	1,8	0	5,5	-6,3
		I /Iдоп (А)	30/300	26/300	52/300	28/300	15/300	0/300	22/300	94/300
	БР-144	P (МВт)	4,7	5,4	4,5	4,8	4,8	4,9	5,3	6
		Q(МВАР)	-3,4	-0,1	-2,6	-3,2	-2,6	-0,3	-4,0	-0,3
		I /Iдоп (А)	34/300	27/300	31/300	34/300	32/300	26/300	38/300	32/300

ТОМ II
СХЕМА И ПРОГРАММА
«Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2021 – 2025 годы

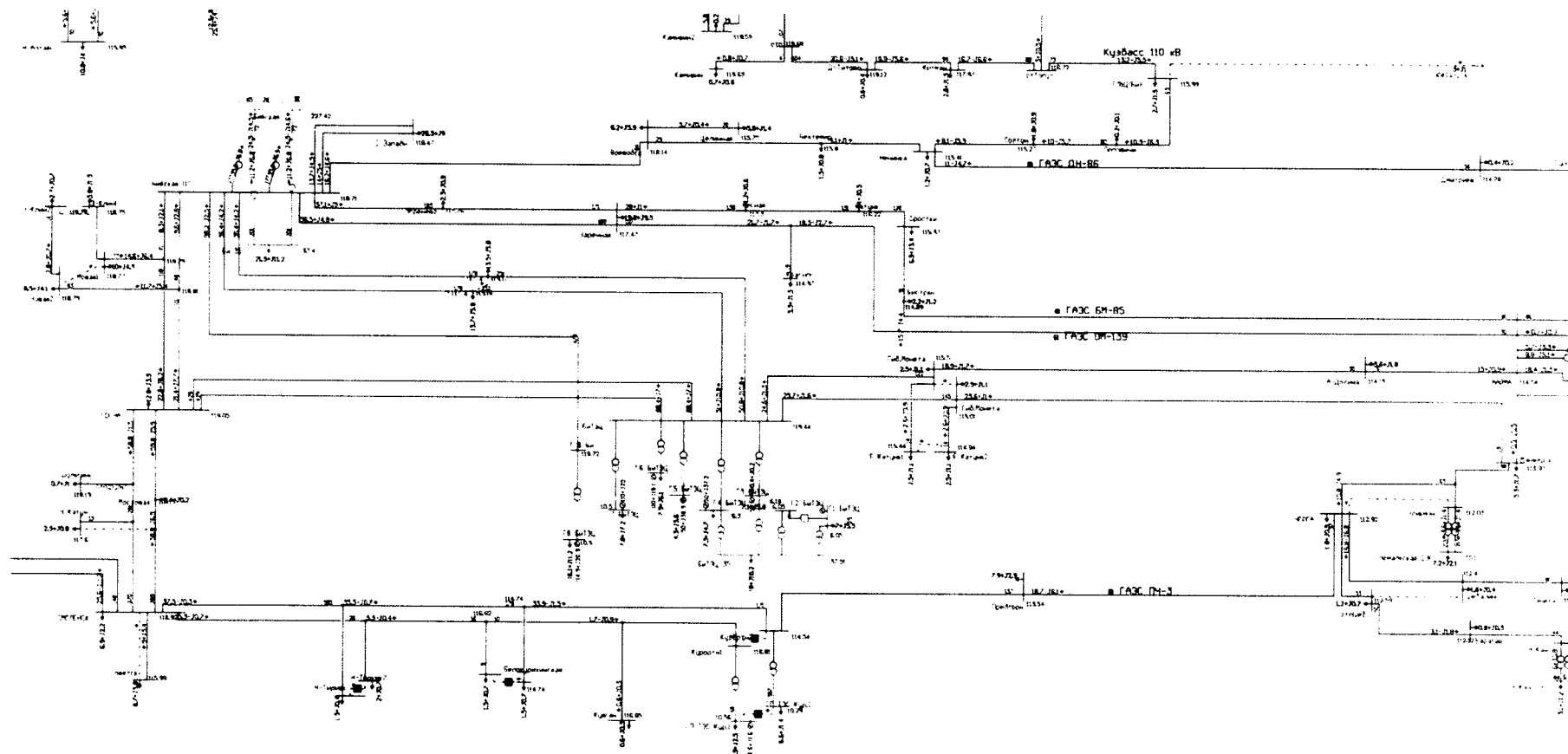


Рисунок 1 – Зимний максимум 2021 года. Нормальная схема

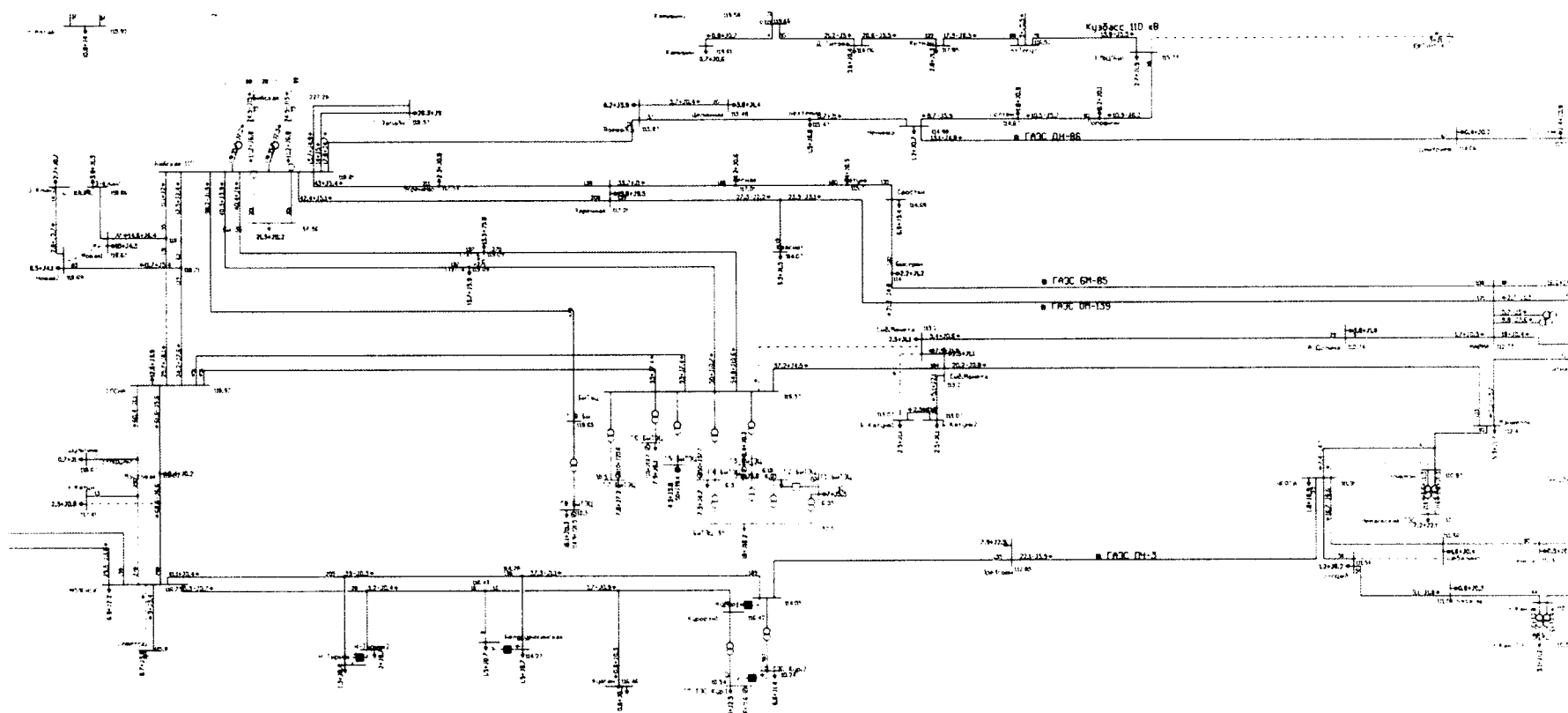


Рисунок 2 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1.

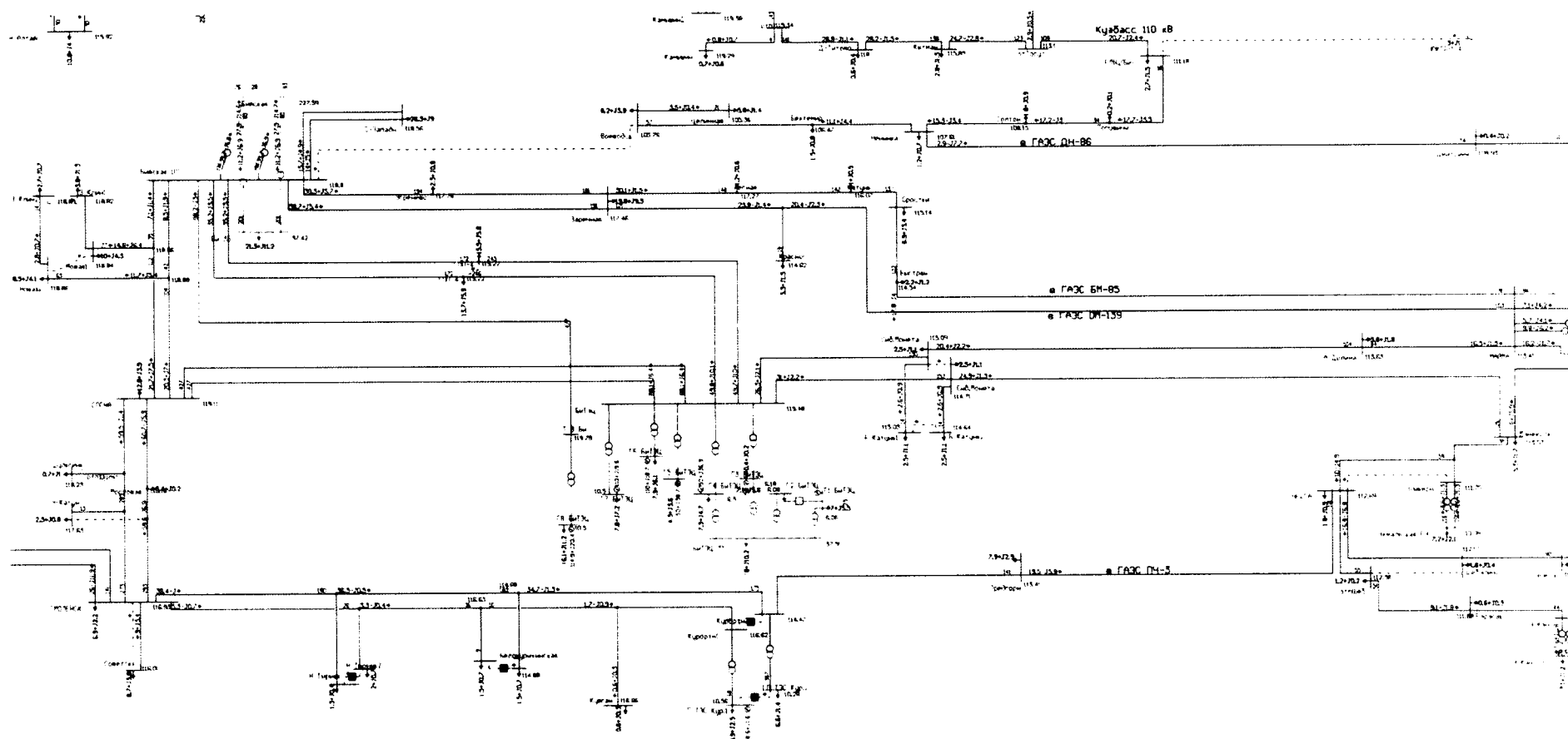


Рисунок 3 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БВ-13

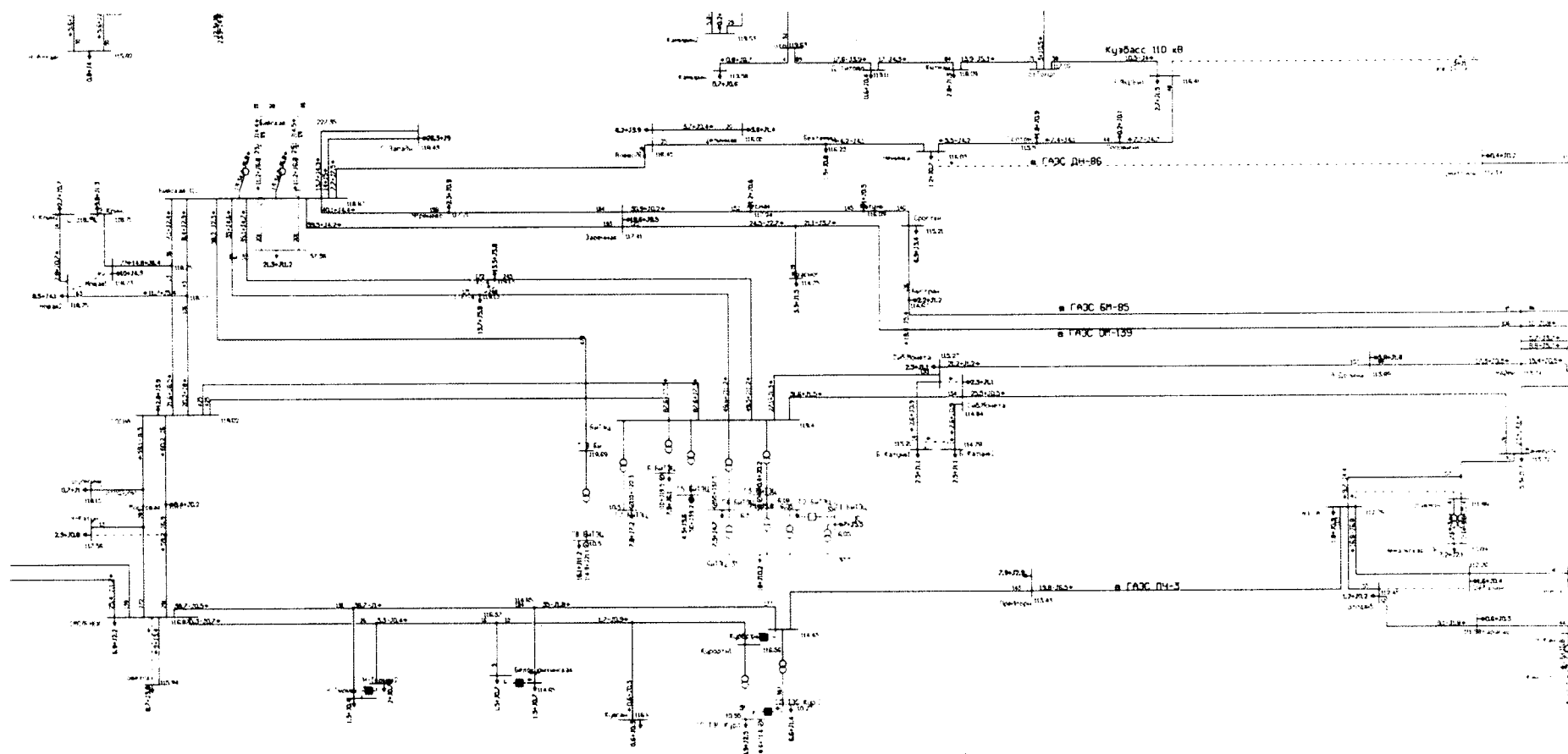


Рисунок 4 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ДН-86

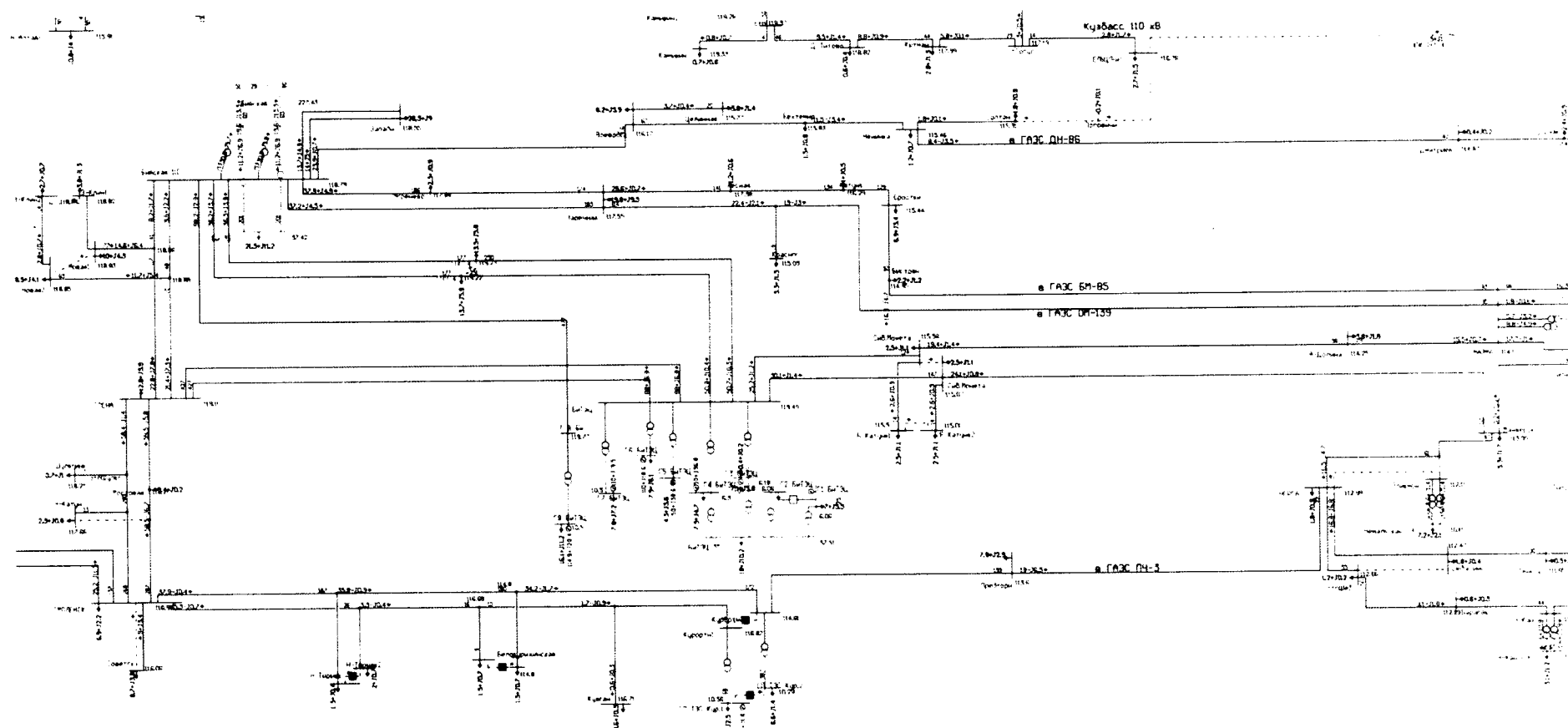


Рисунок 5 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ЕС-131

Рисунок 6 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165

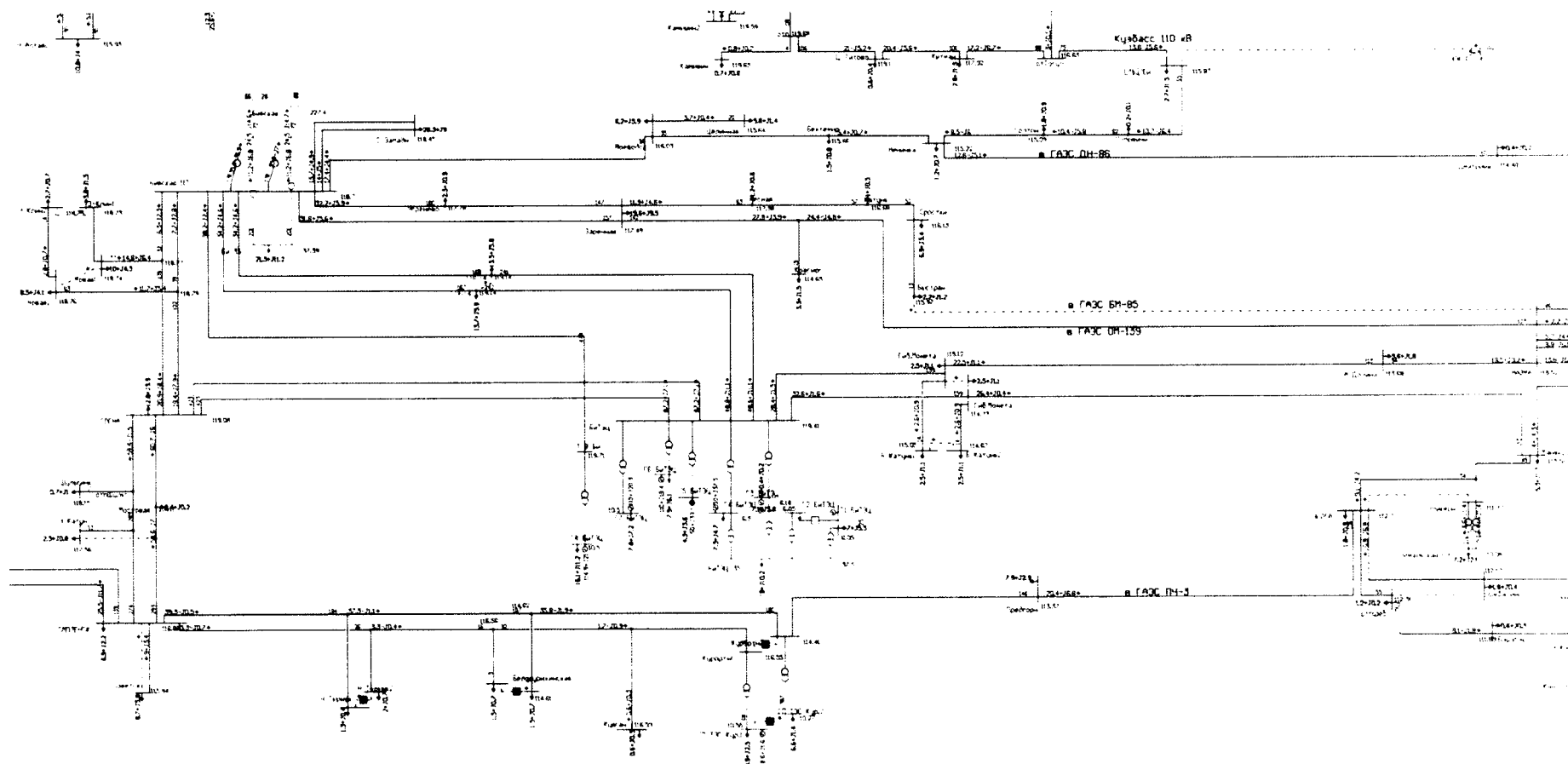


Рисунок 7 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БМ-85

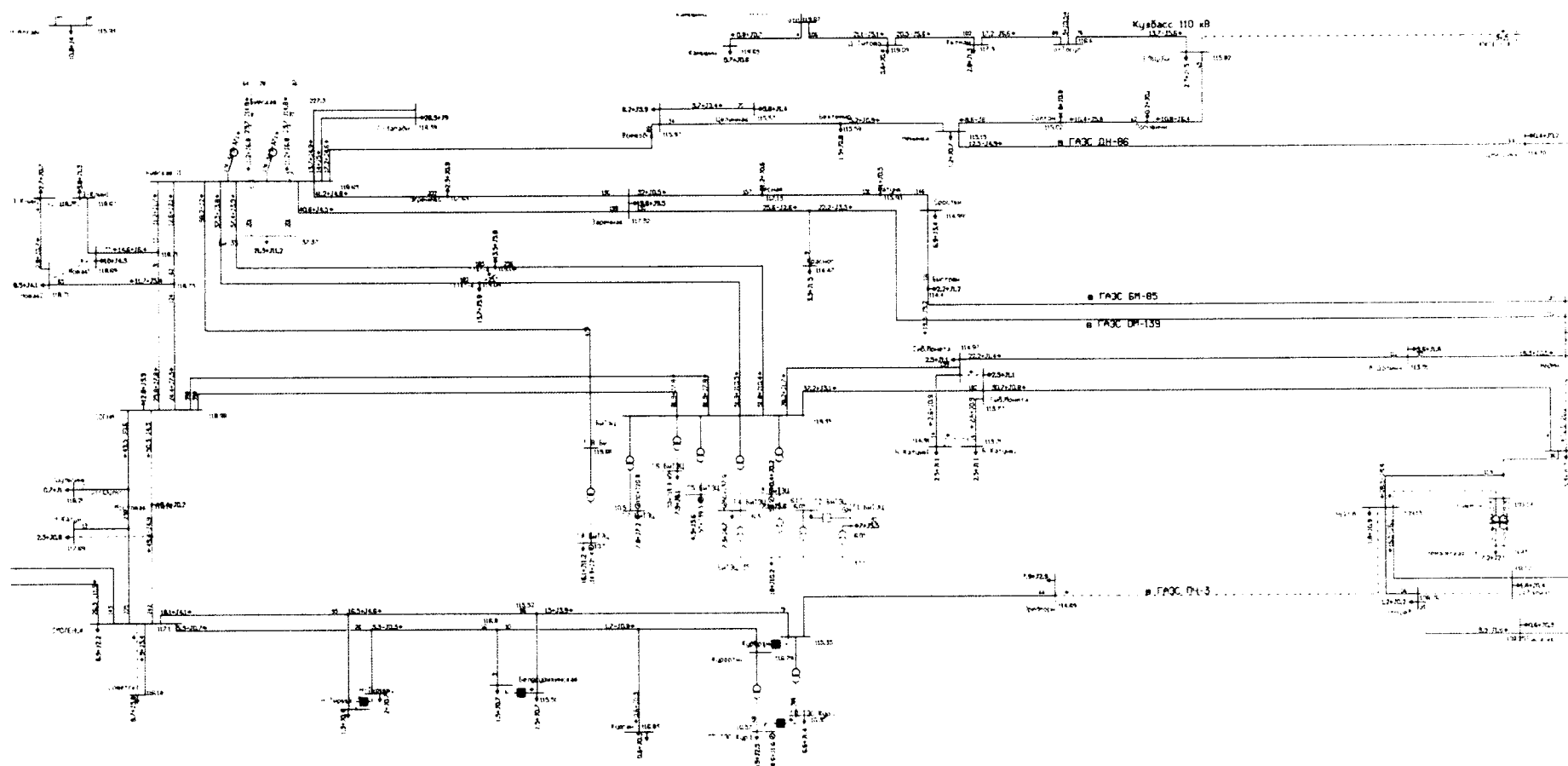


Рисунок 8 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ПЧ-3

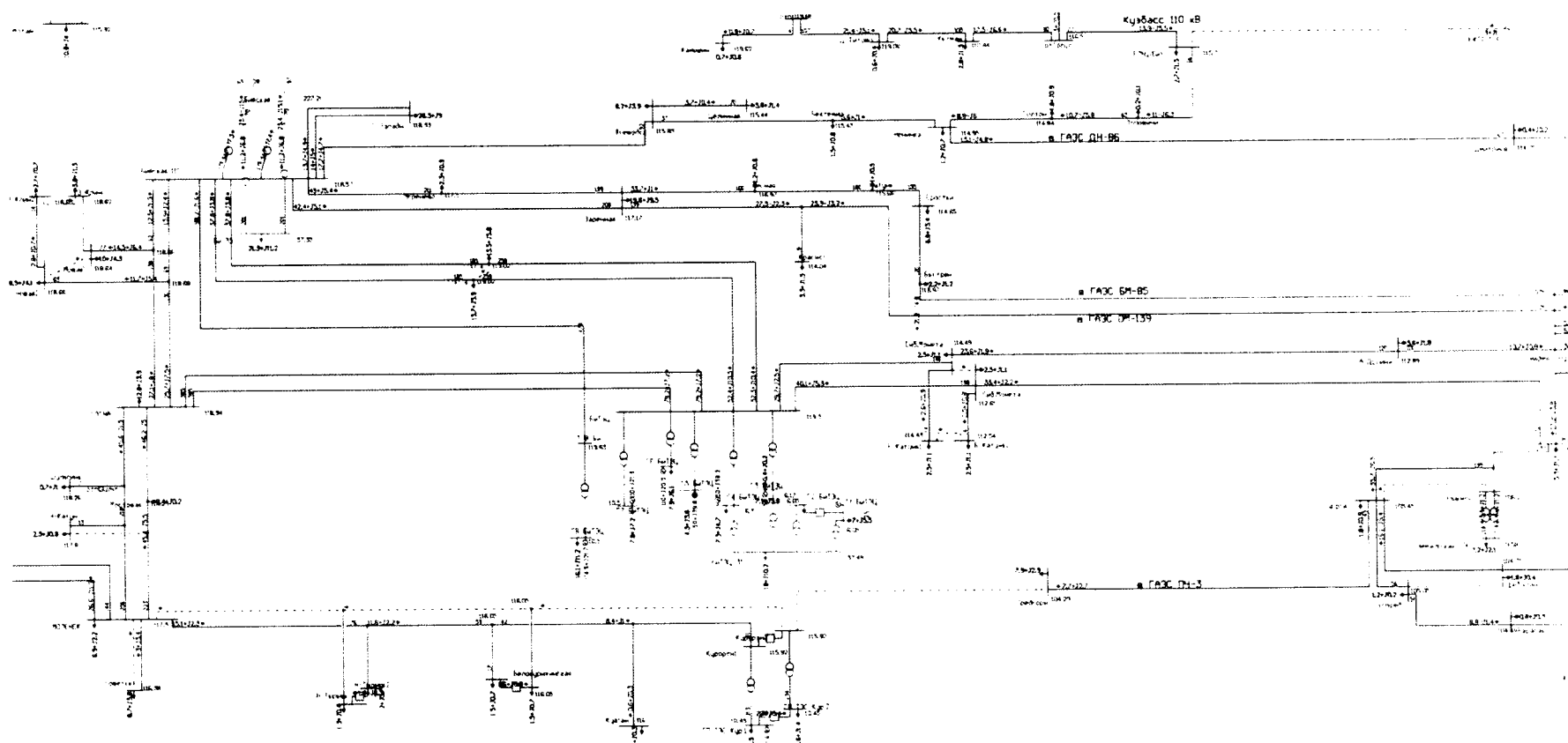


Рисунок 9 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ СП-189

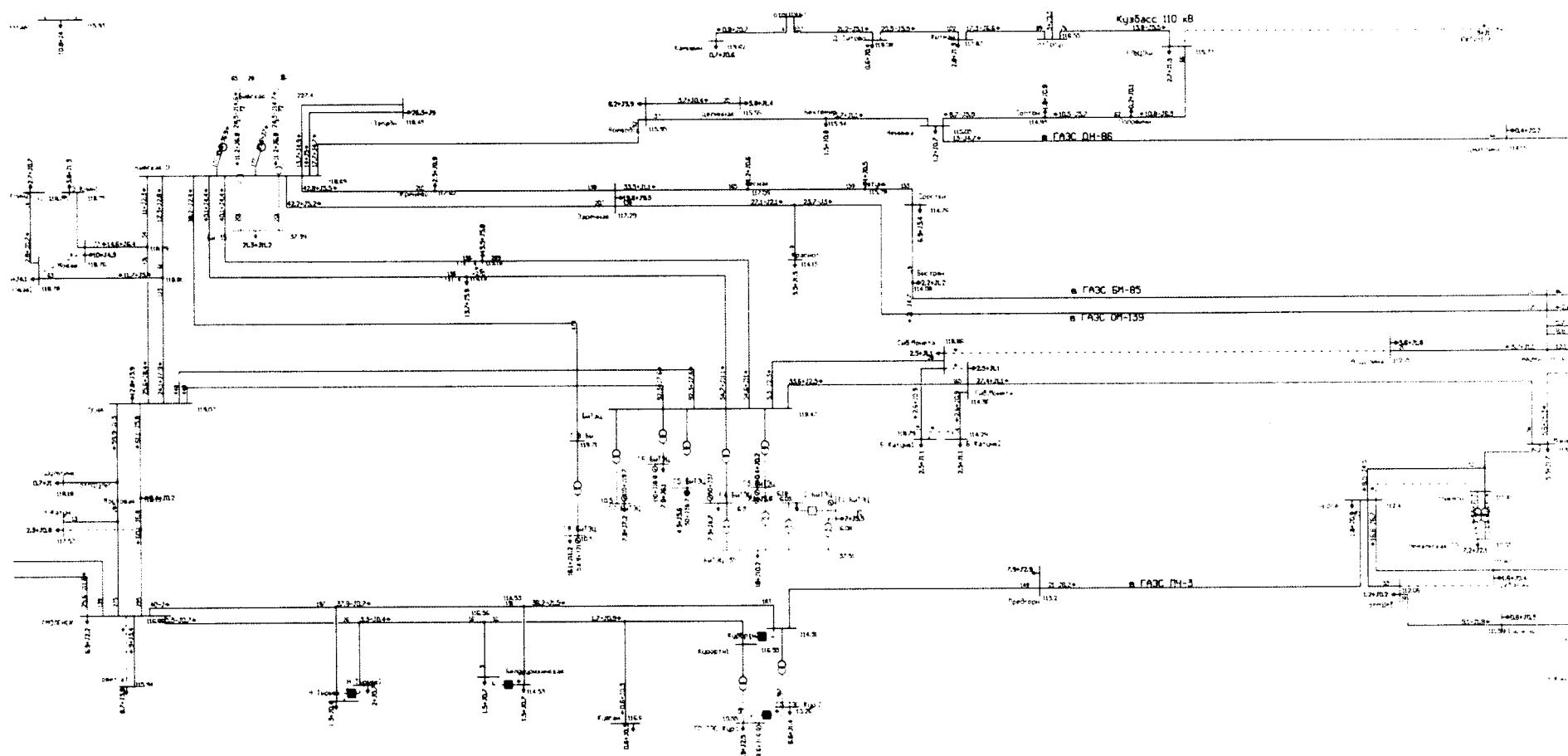


Рисунок 10 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

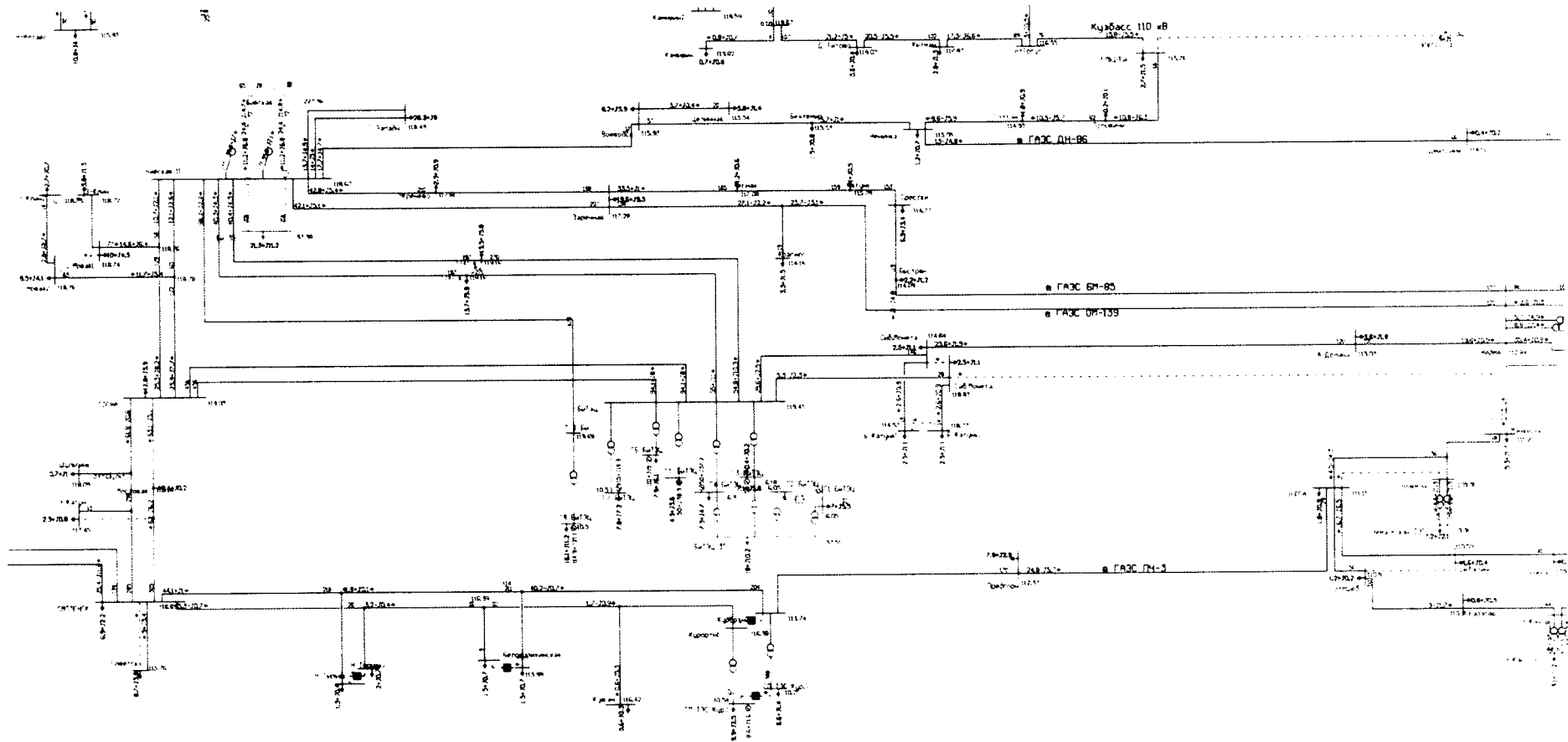


Рисунок 11 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Манжерокская

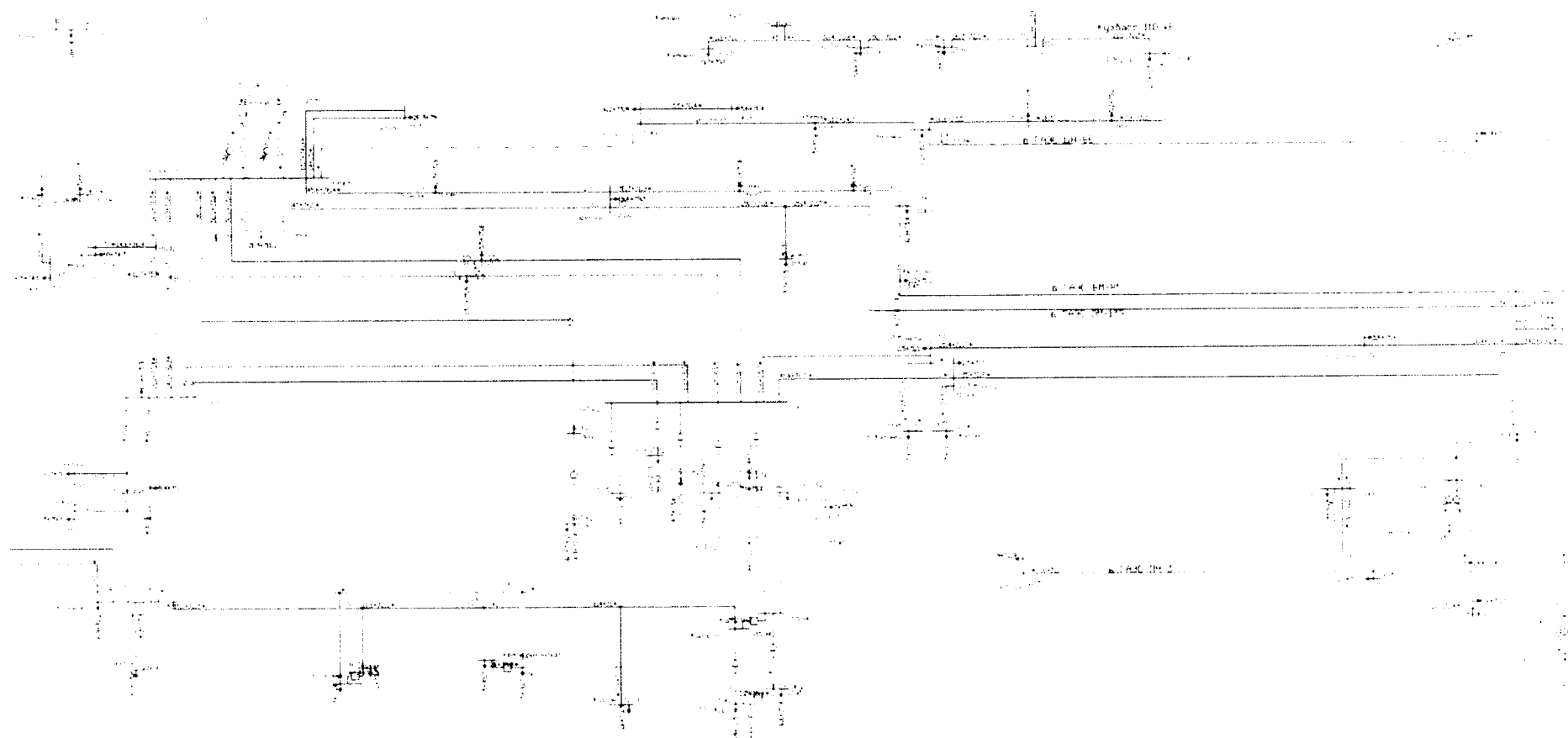


Рисунок 12 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БВ-13 и ВЛ СП-189

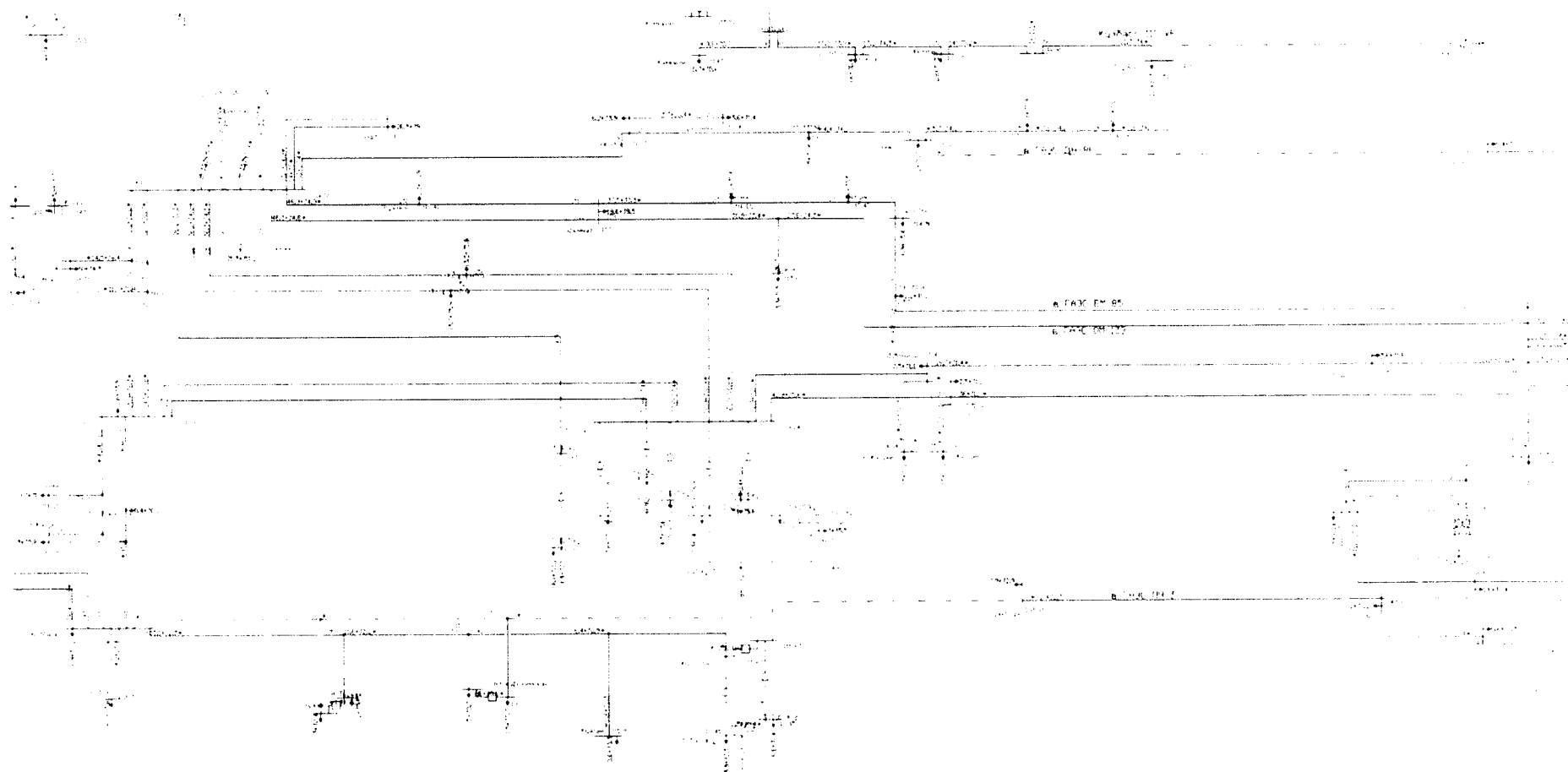


Рисунок 13 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ДН-86 и ВЛ СП-189

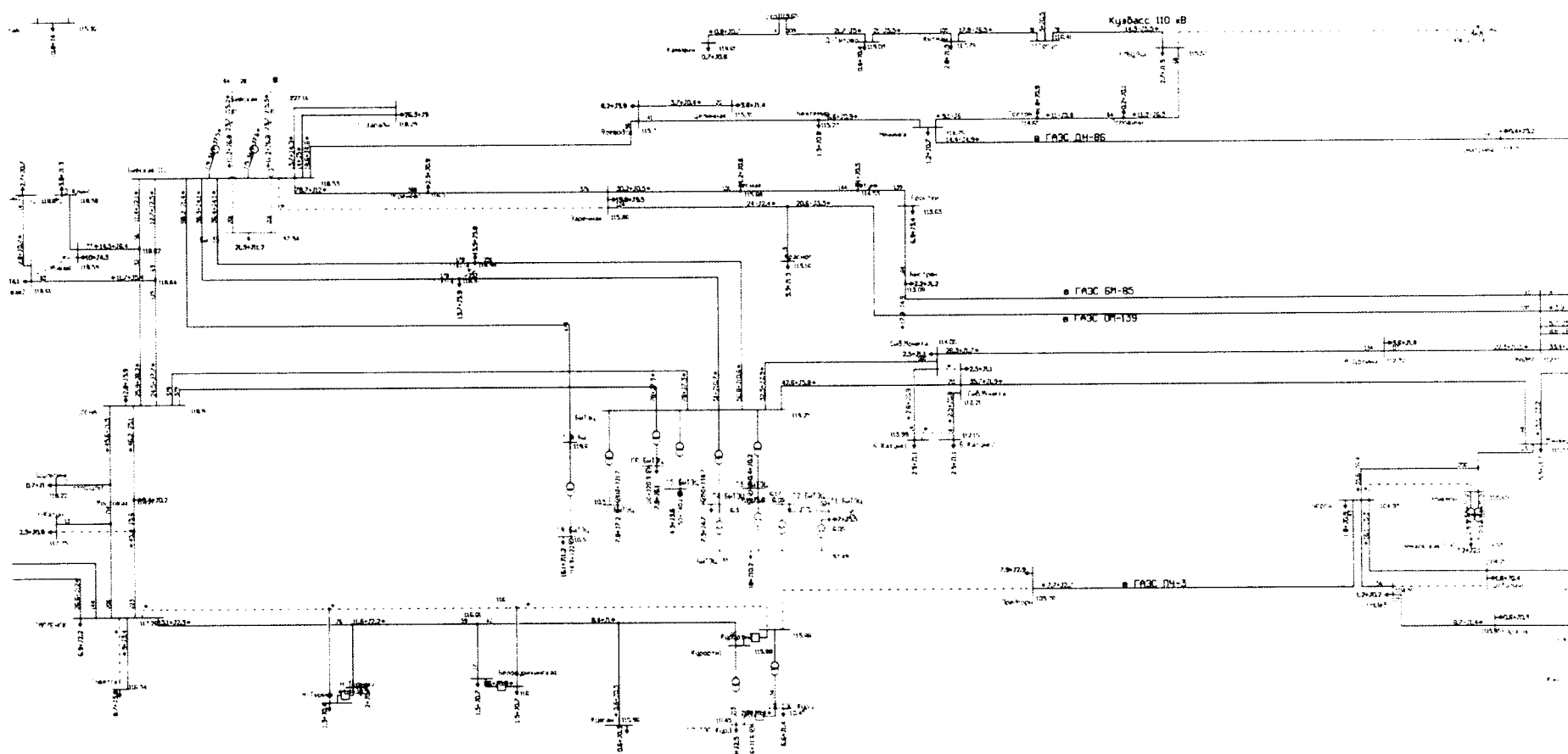


Рисунок 14 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ СП-189

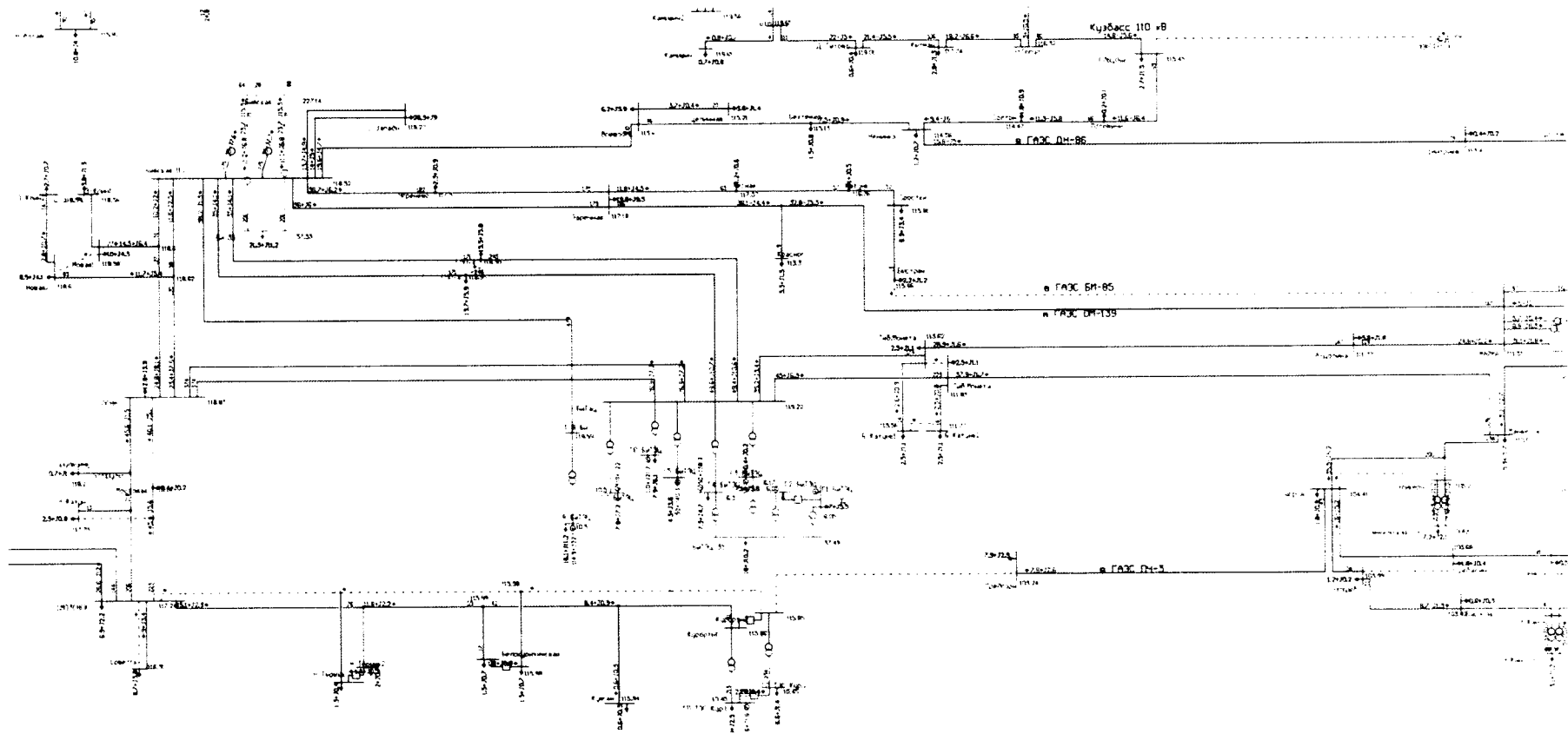


Рисунок 15 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БМ-85 и ВЛ СП-189

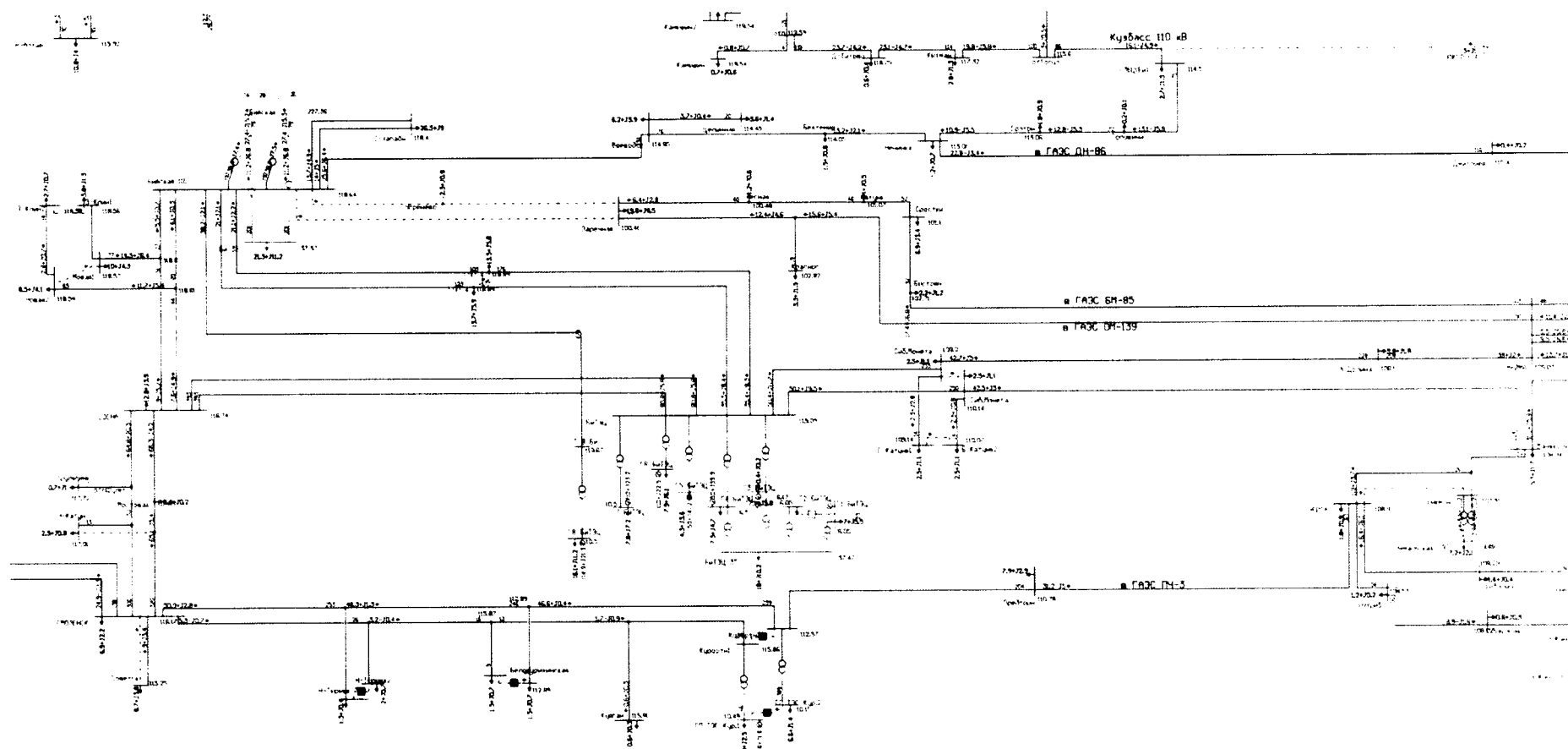


Рисунок 16 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ БЗ-166

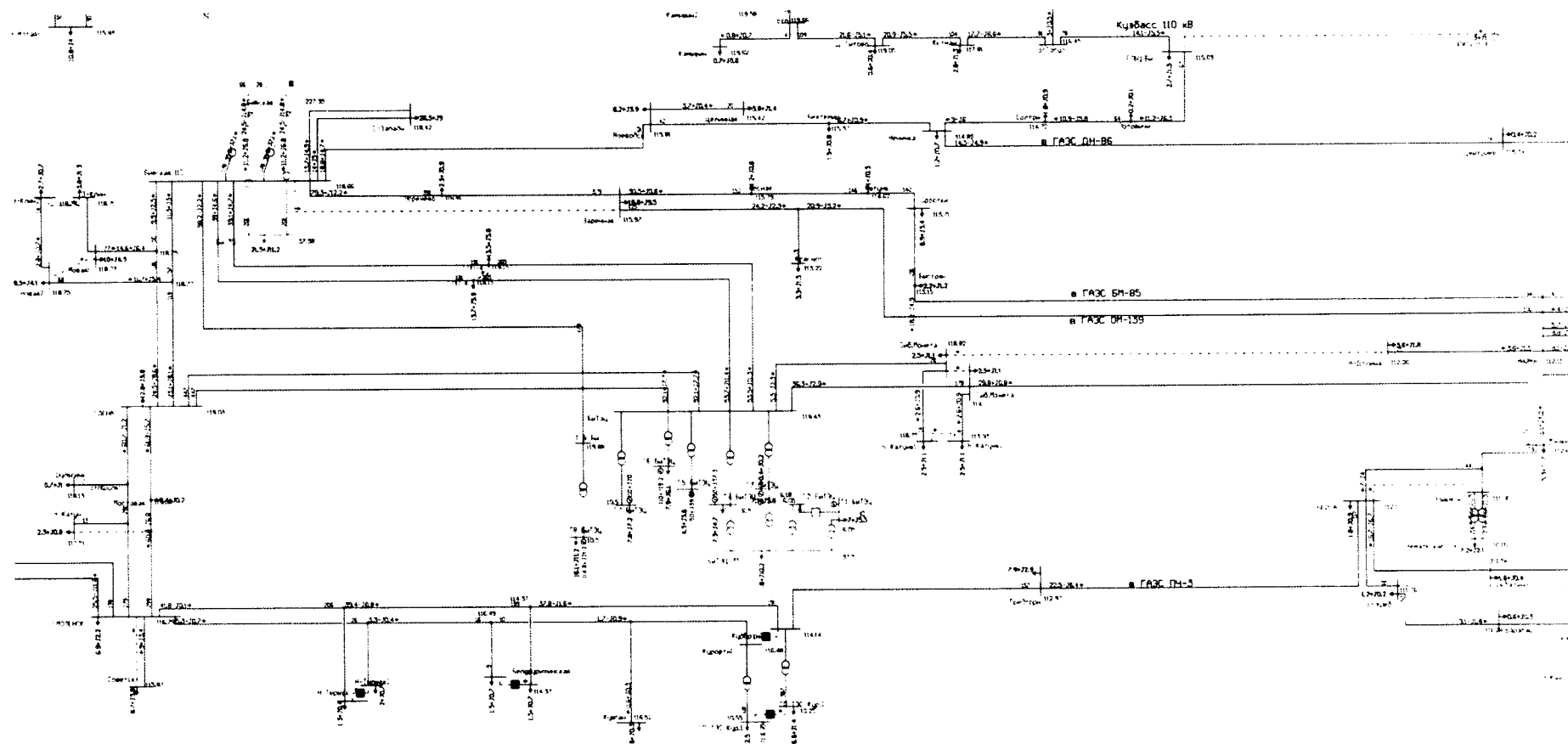


Рисунок 17 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

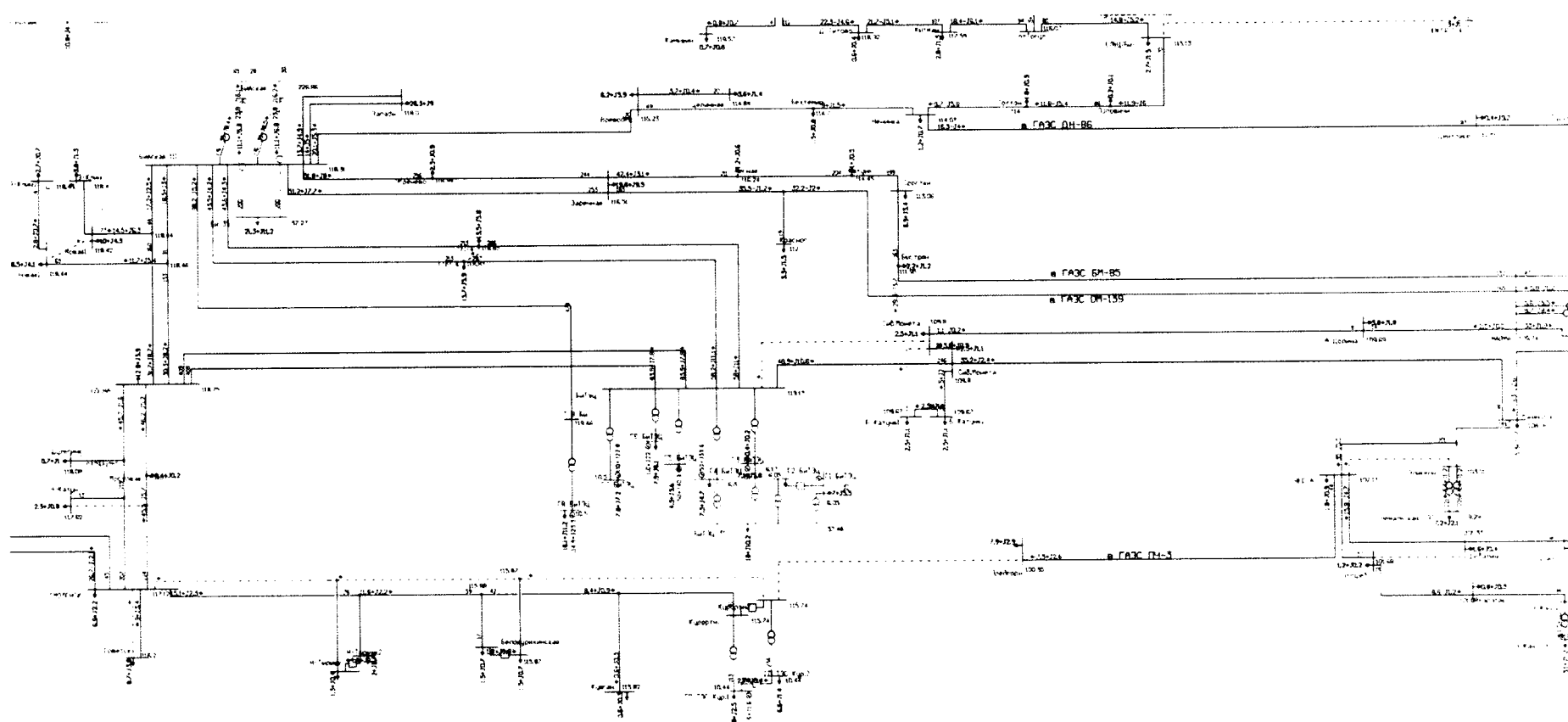


Рисунок 18 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ СП-189 и ВЛ ТК-1

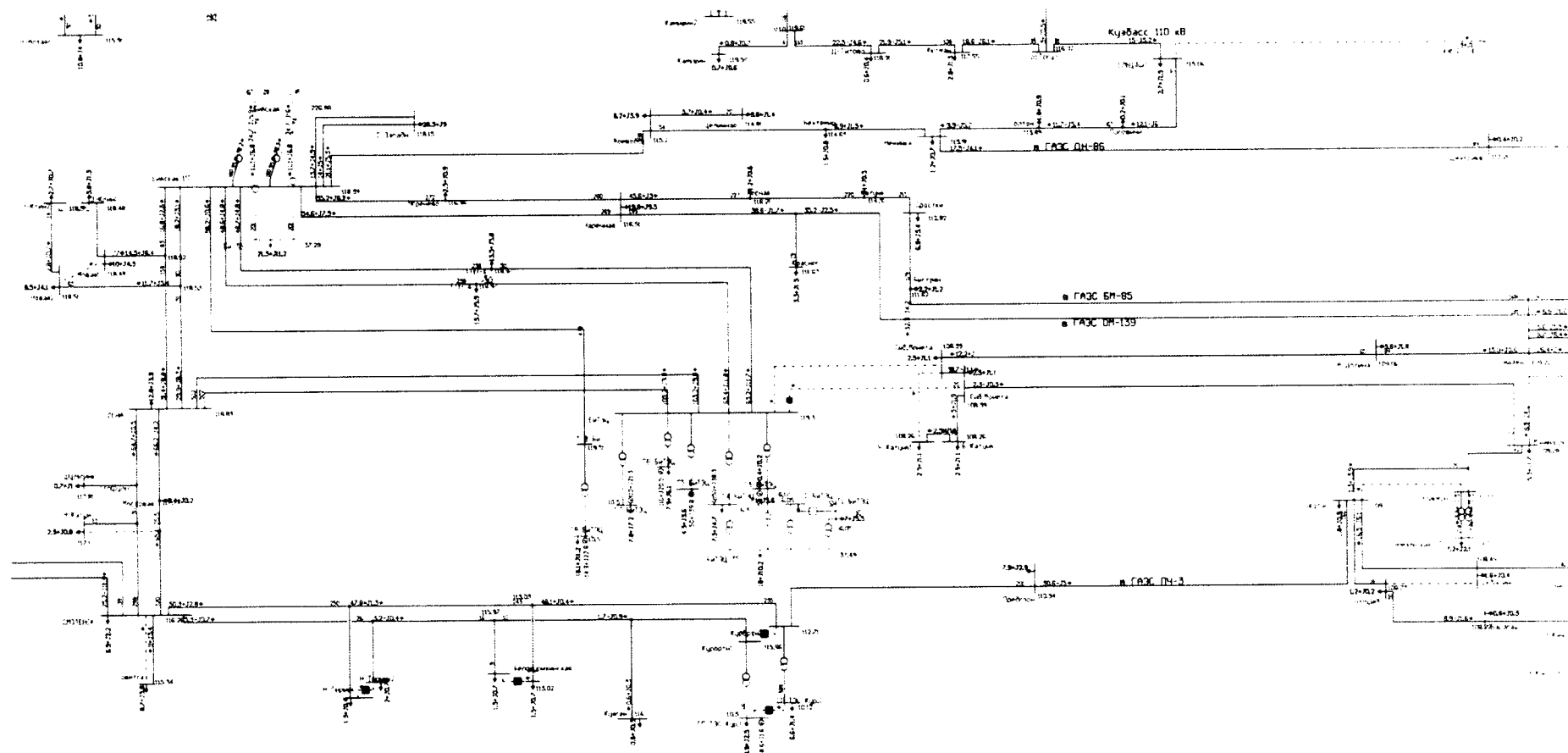


Рисунок 19 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1 и В ТК-2 на Бийской ТЭЦ

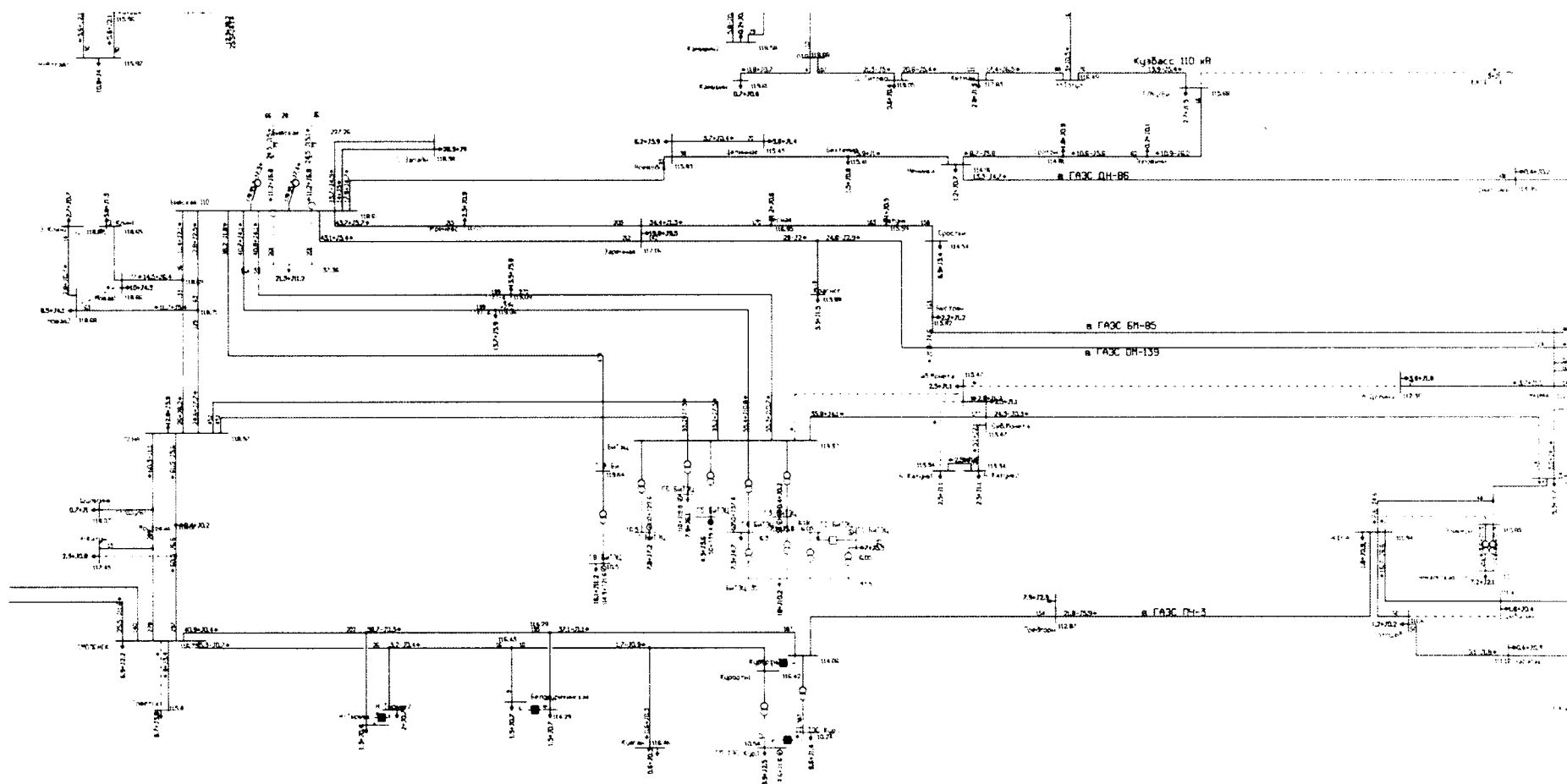


Рисунок 20 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1 и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

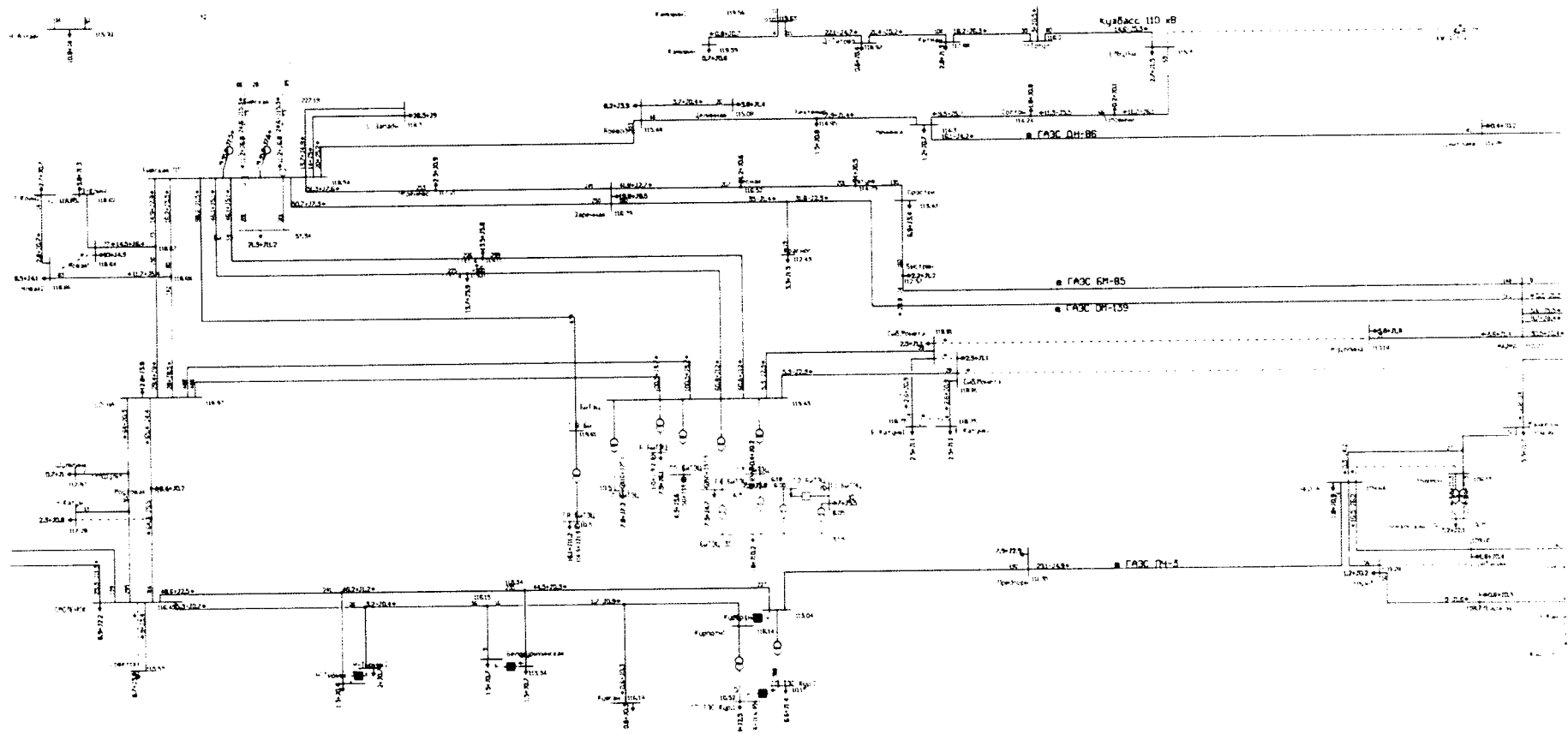


Рисунок 21 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Манжерокская

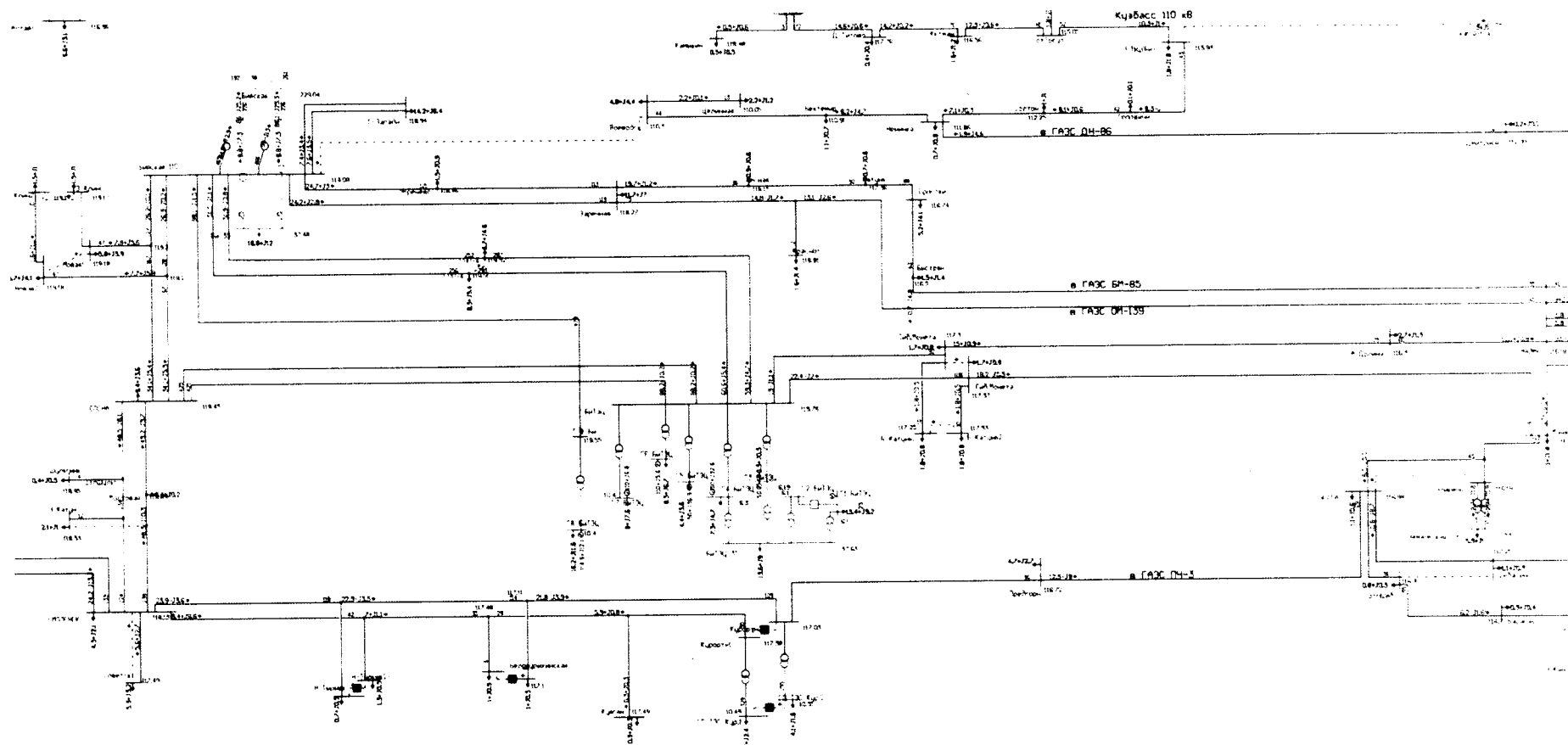


Рисунок 24 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БВ-13

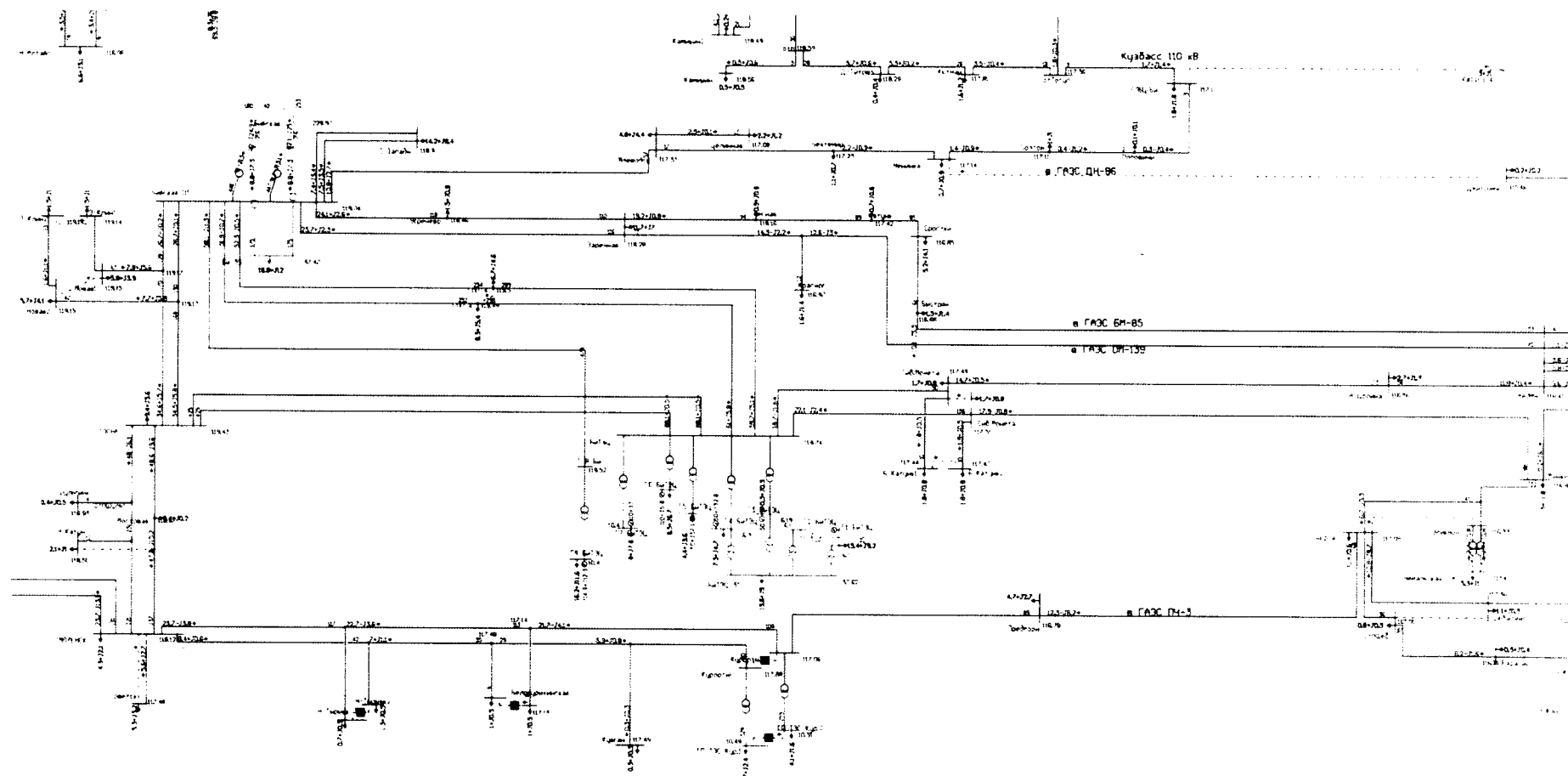


Рисунок 25 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ДН-86

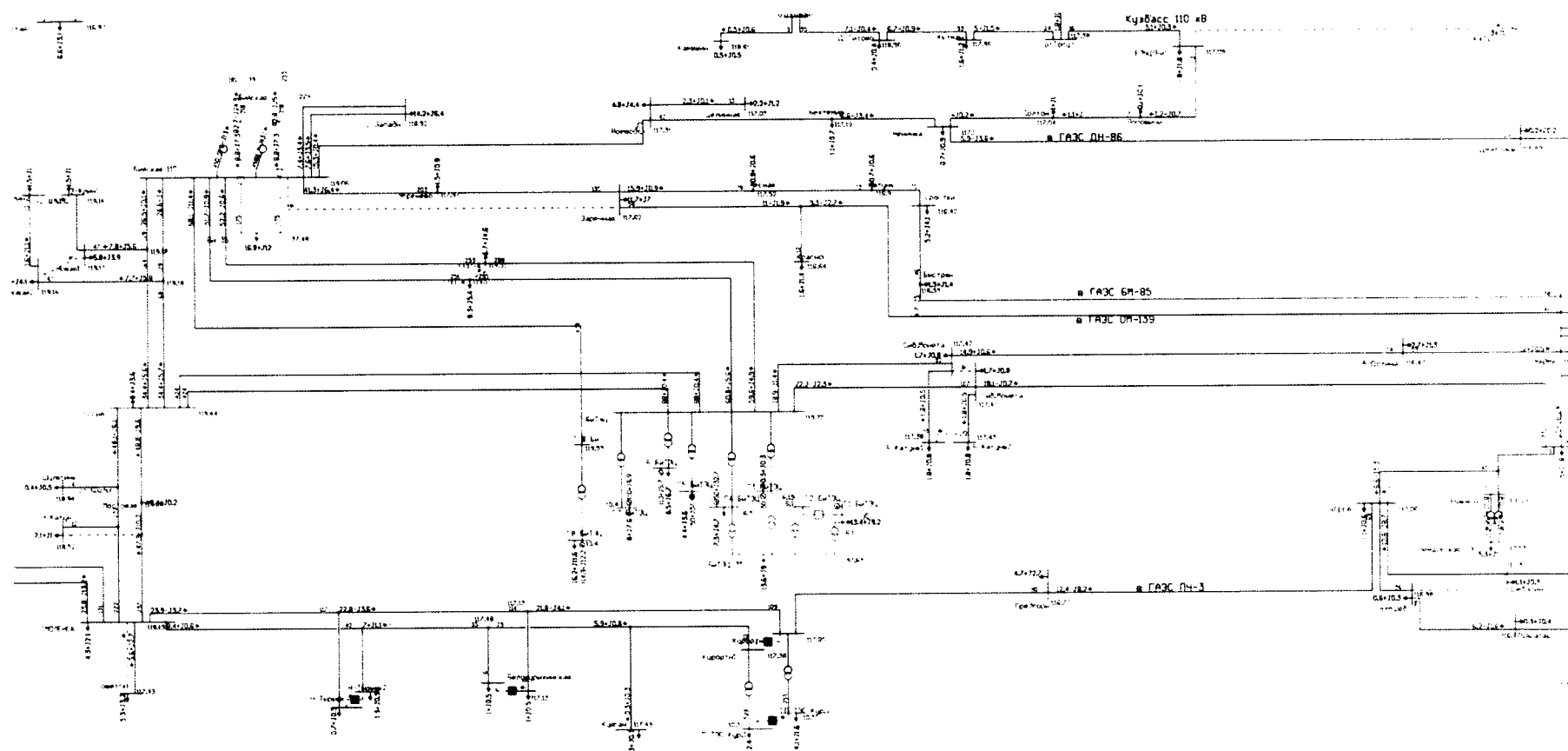


Рисунок 27 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165

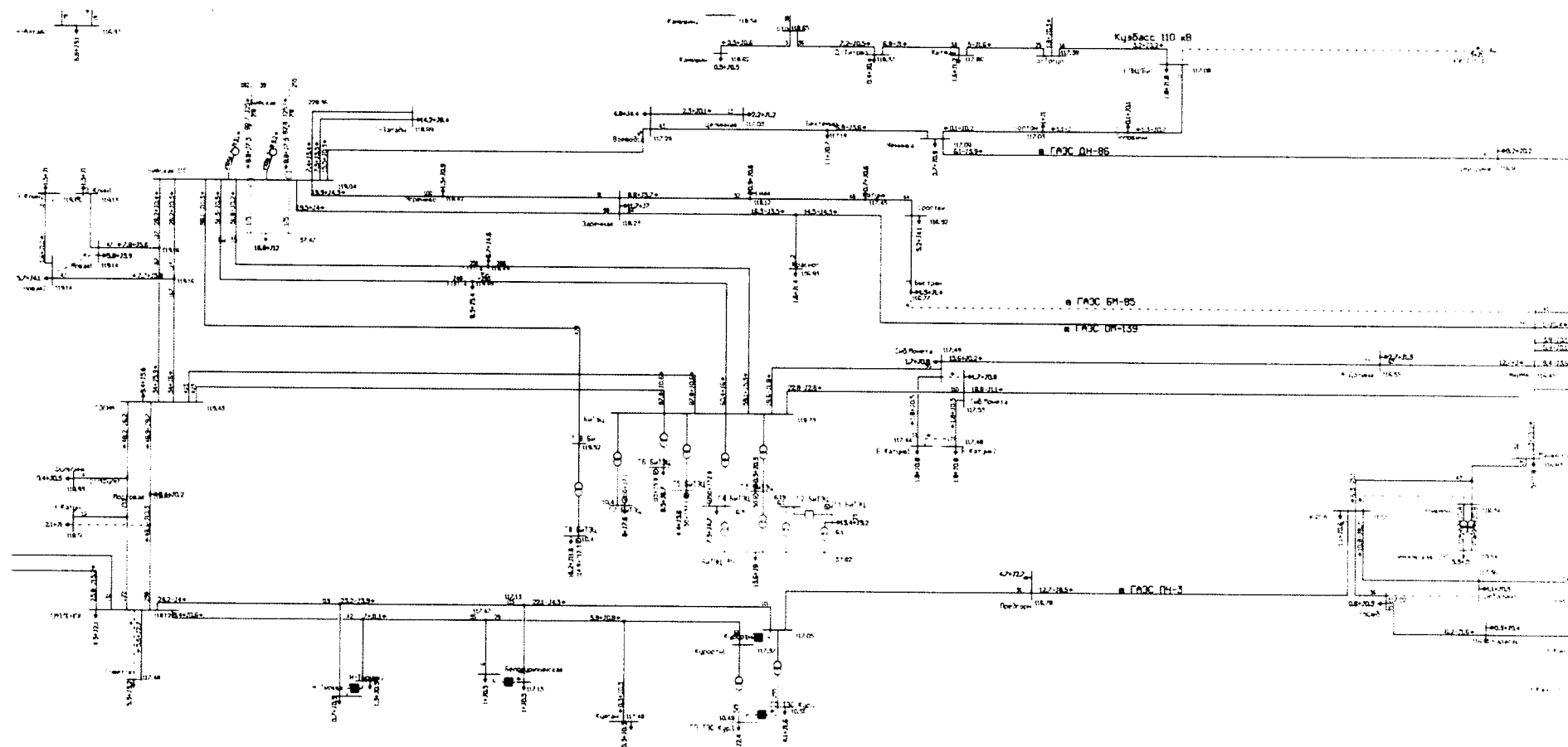


Рисунок 28 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БМ-85

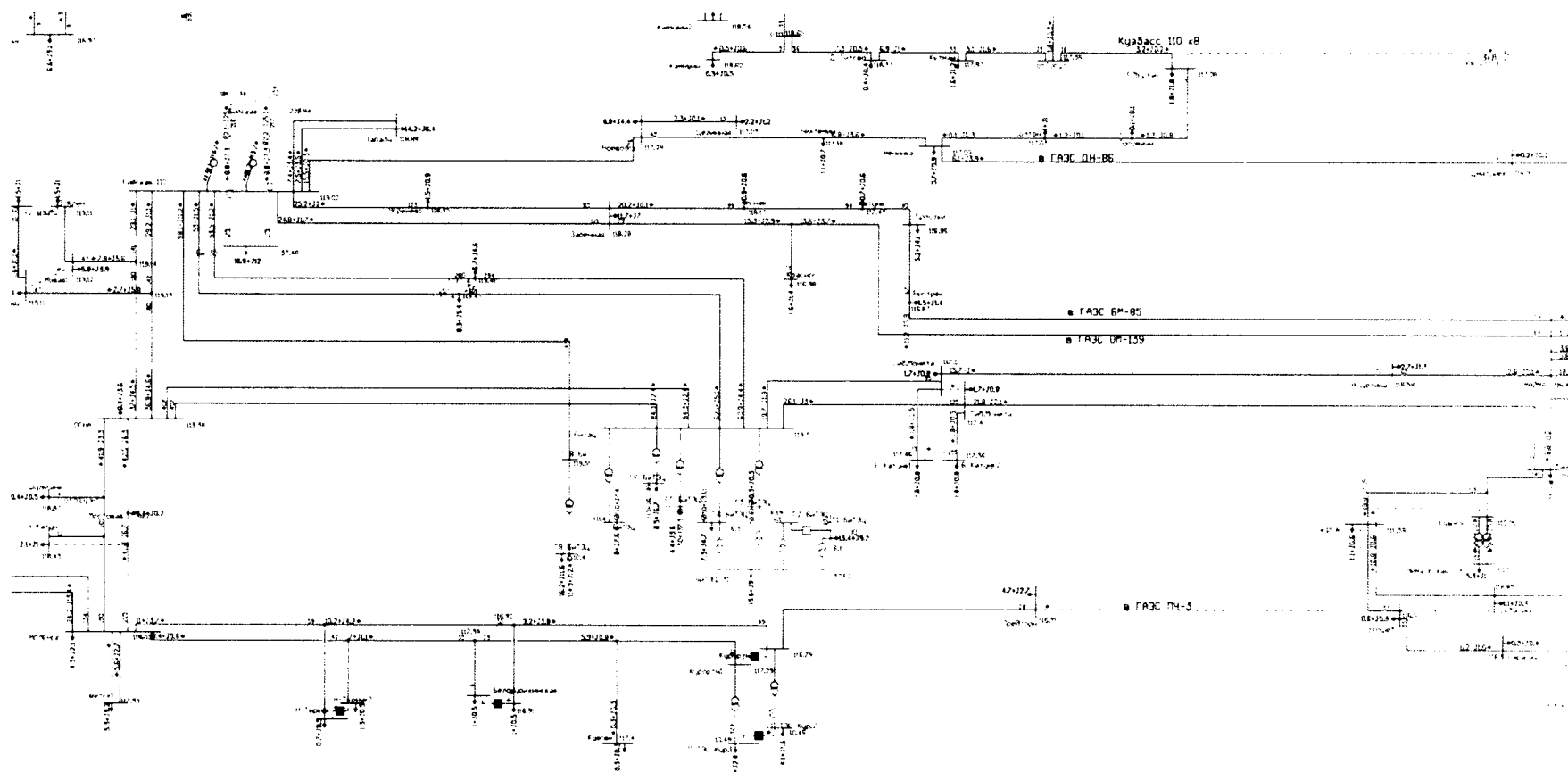


Рисунок 29 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ПЧ-3

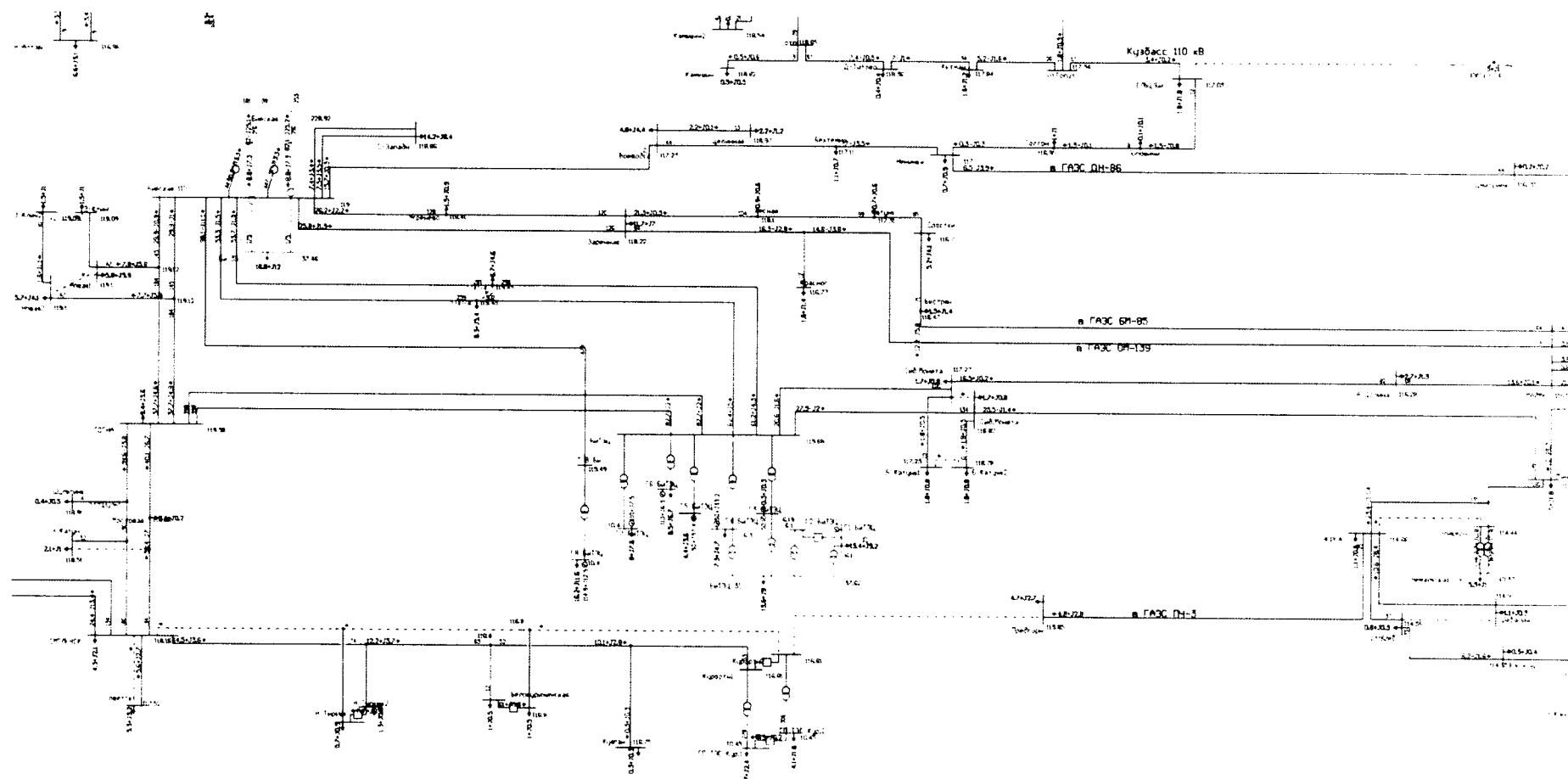


Рисунок 30 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ СП-189

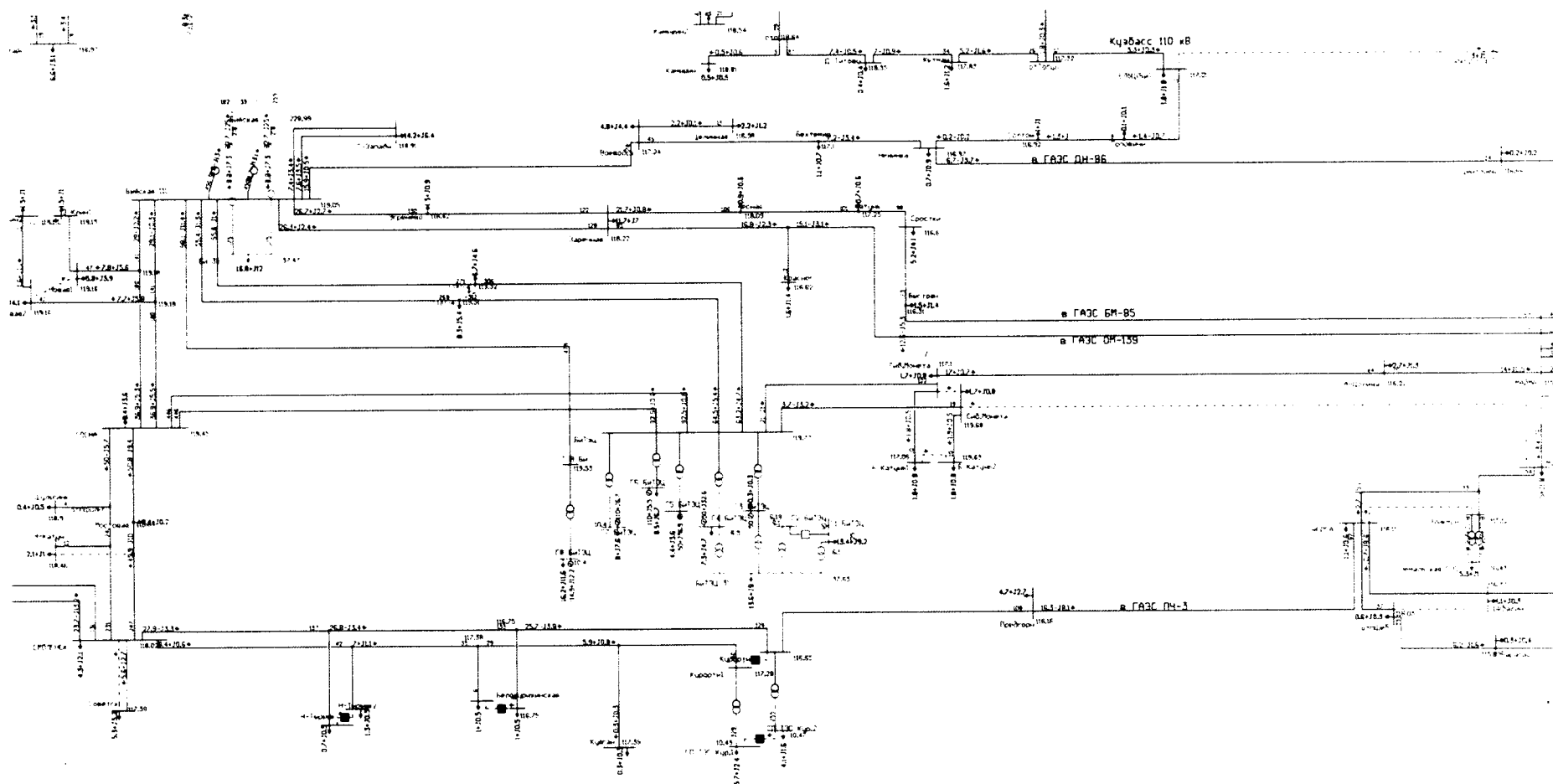


Рисунок 32 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Манжерокская

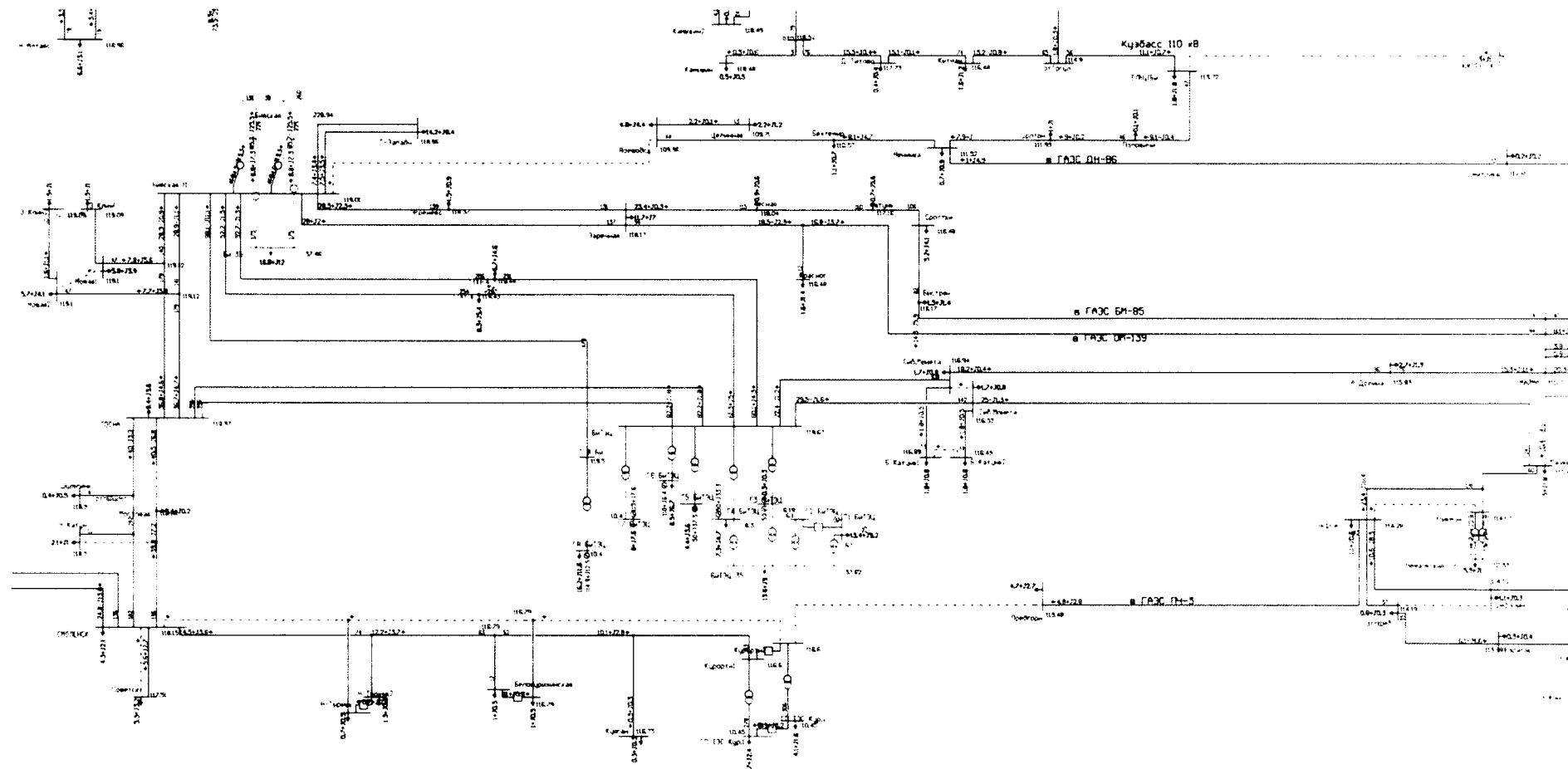


Рисунок 33 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БВ-13 и ВЛ СП-189

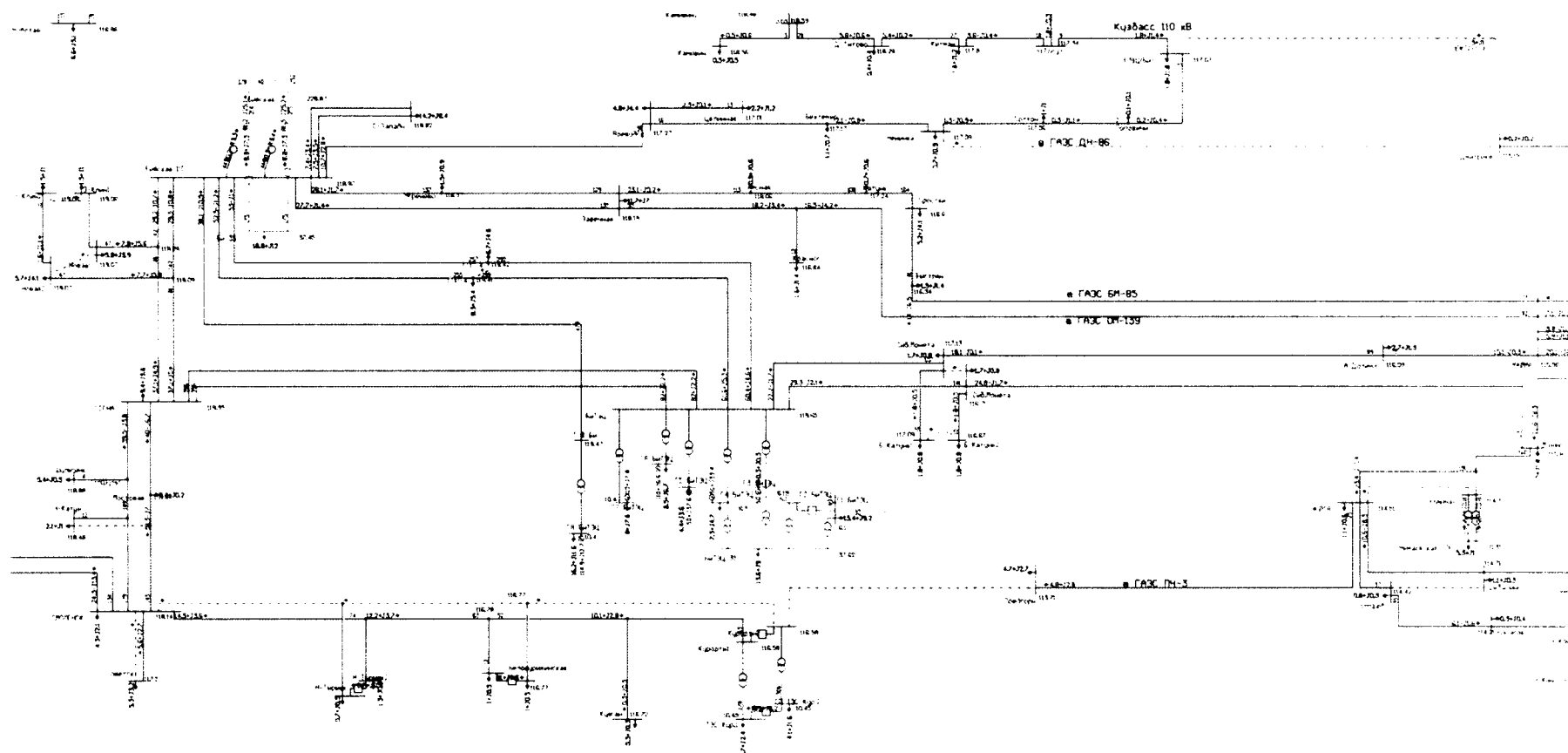


Рисунок 34 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ДН-86 и ВЛ СП-189

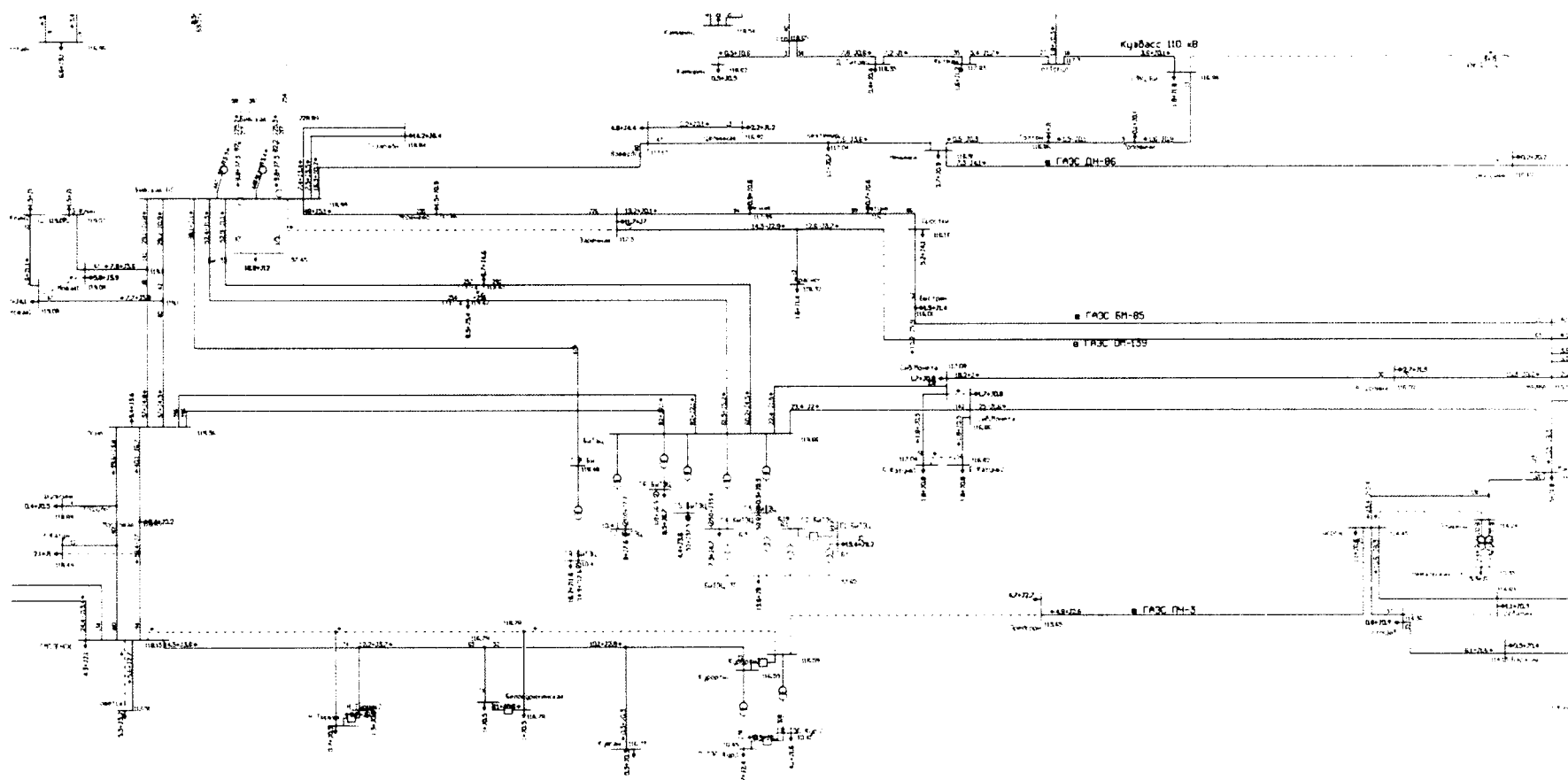


Рисунок 35 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ СП-189

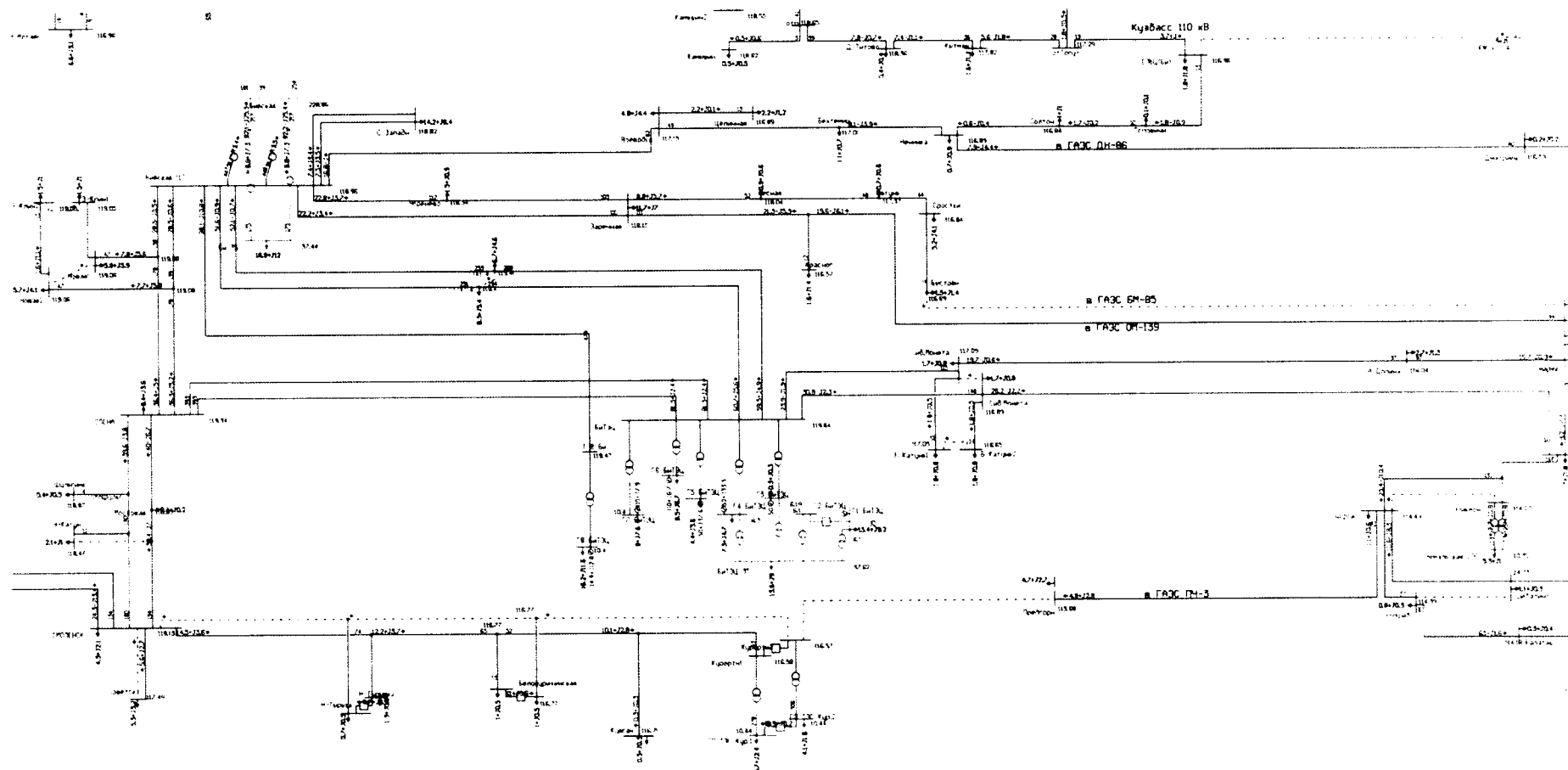


Рисунок 36 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БМ-85 и ВЛ СП-189

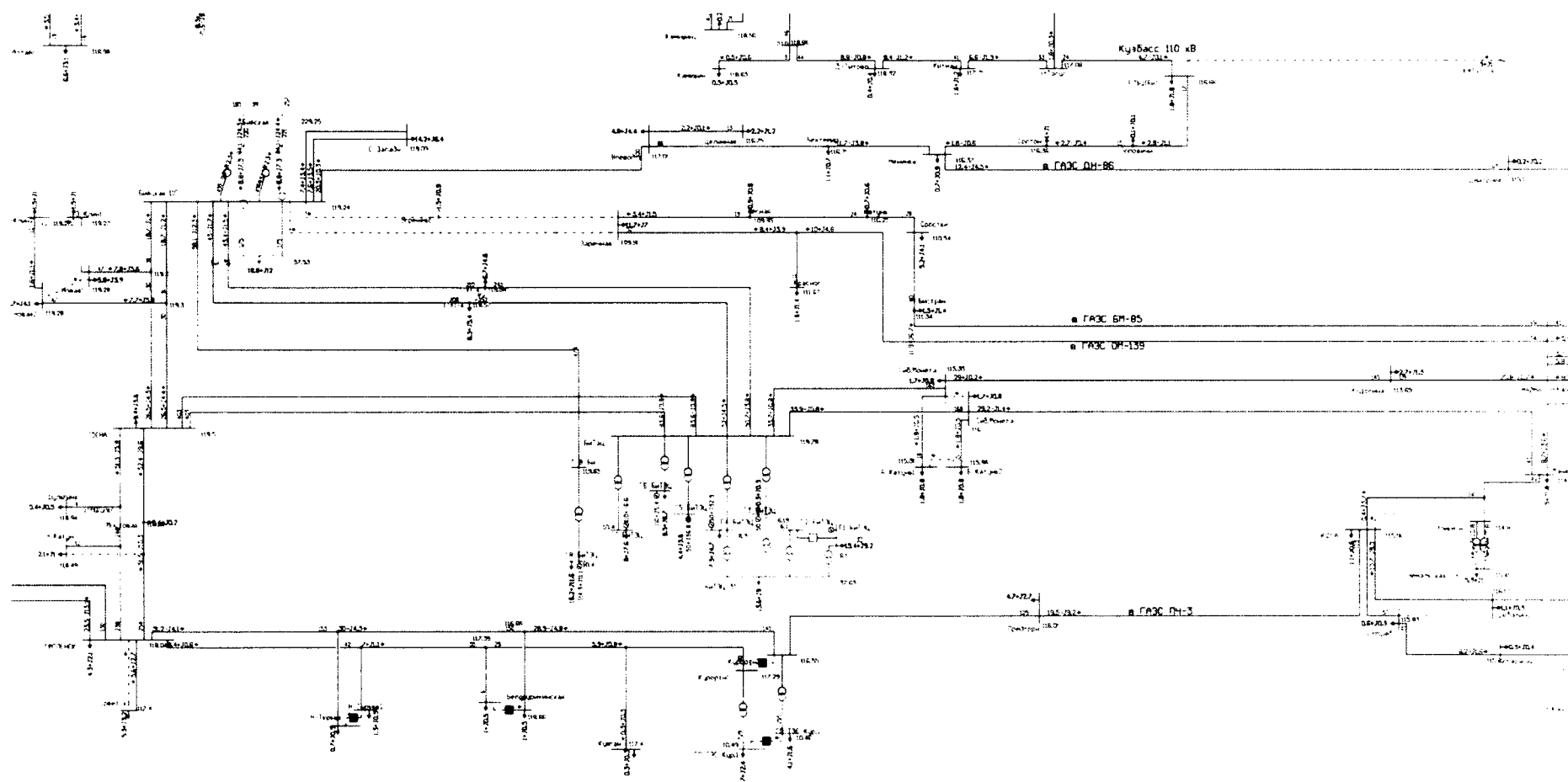


Рисунок 37 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ БЗ-166

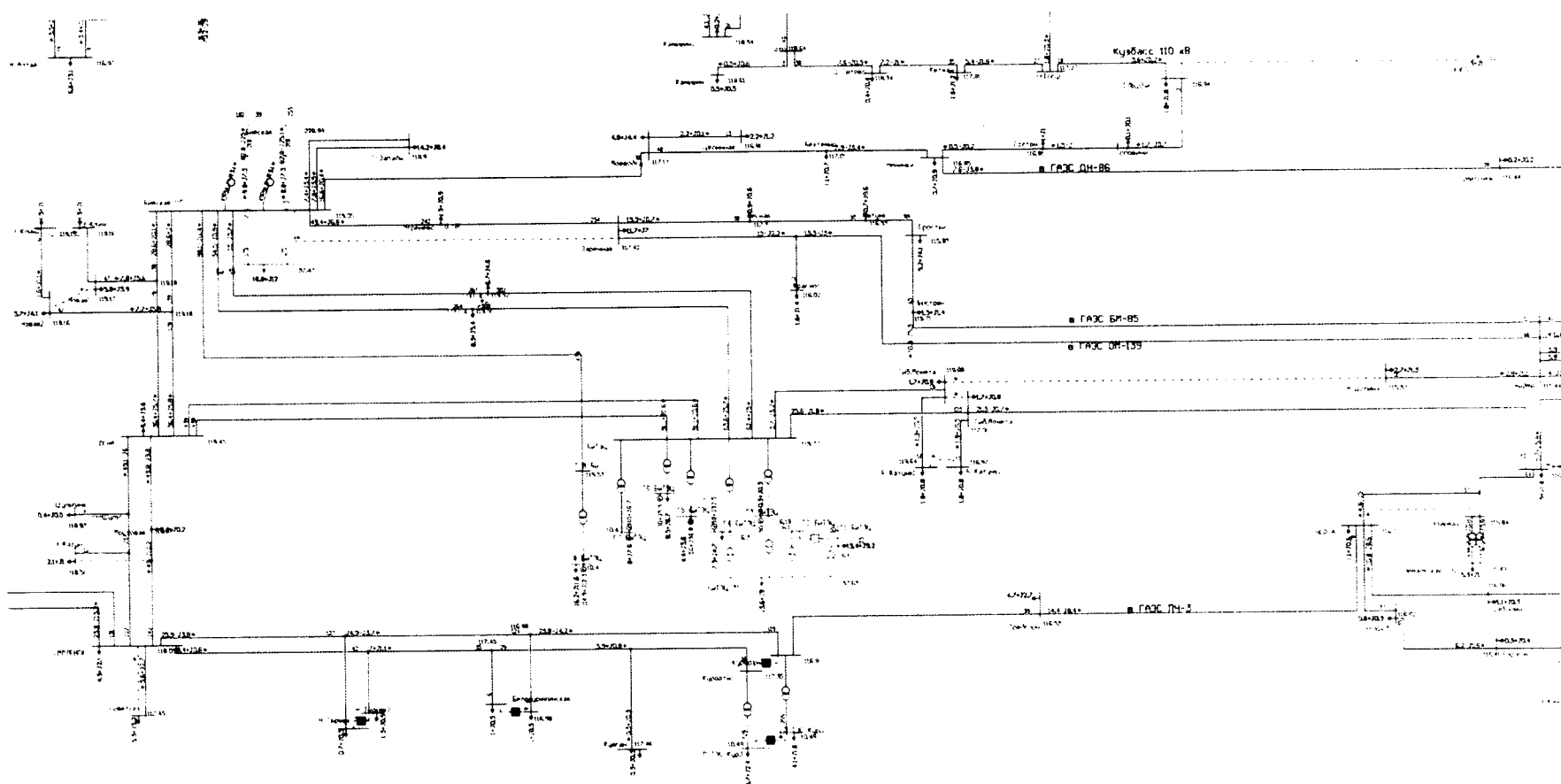


Рисунок 38 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

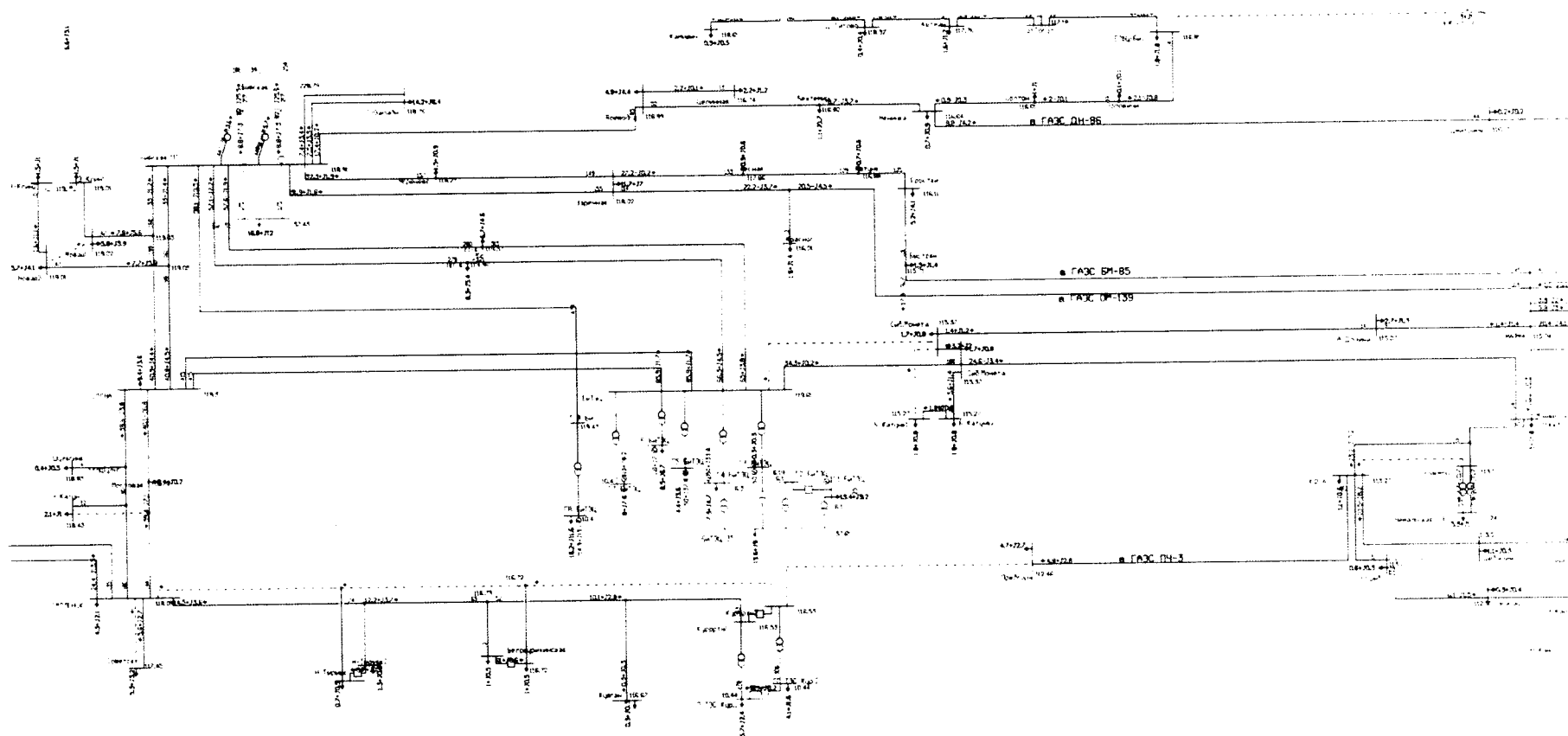


Рисунок 39 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ СП-189 и ВЛ ТК-1

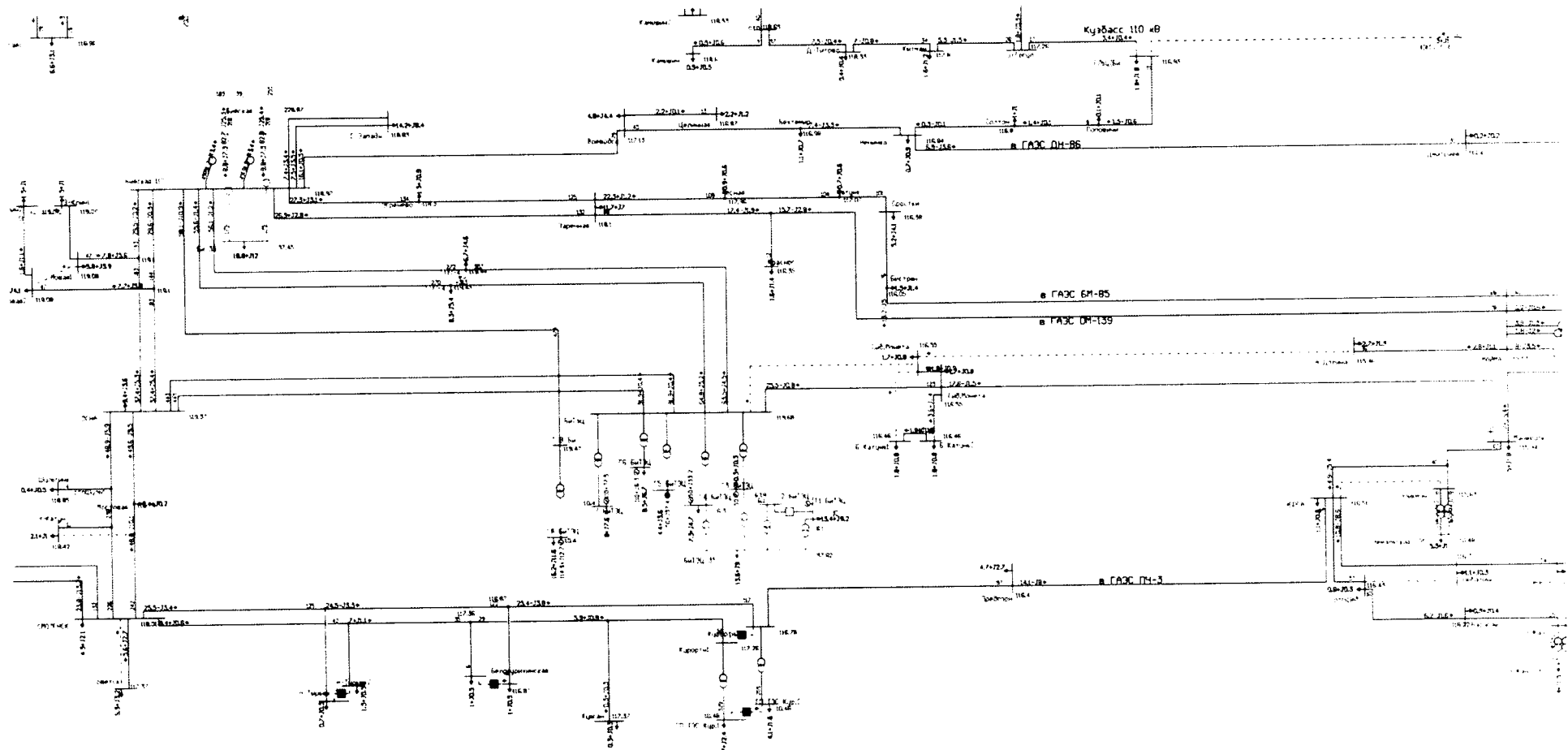


Рисунок 41 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1 и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

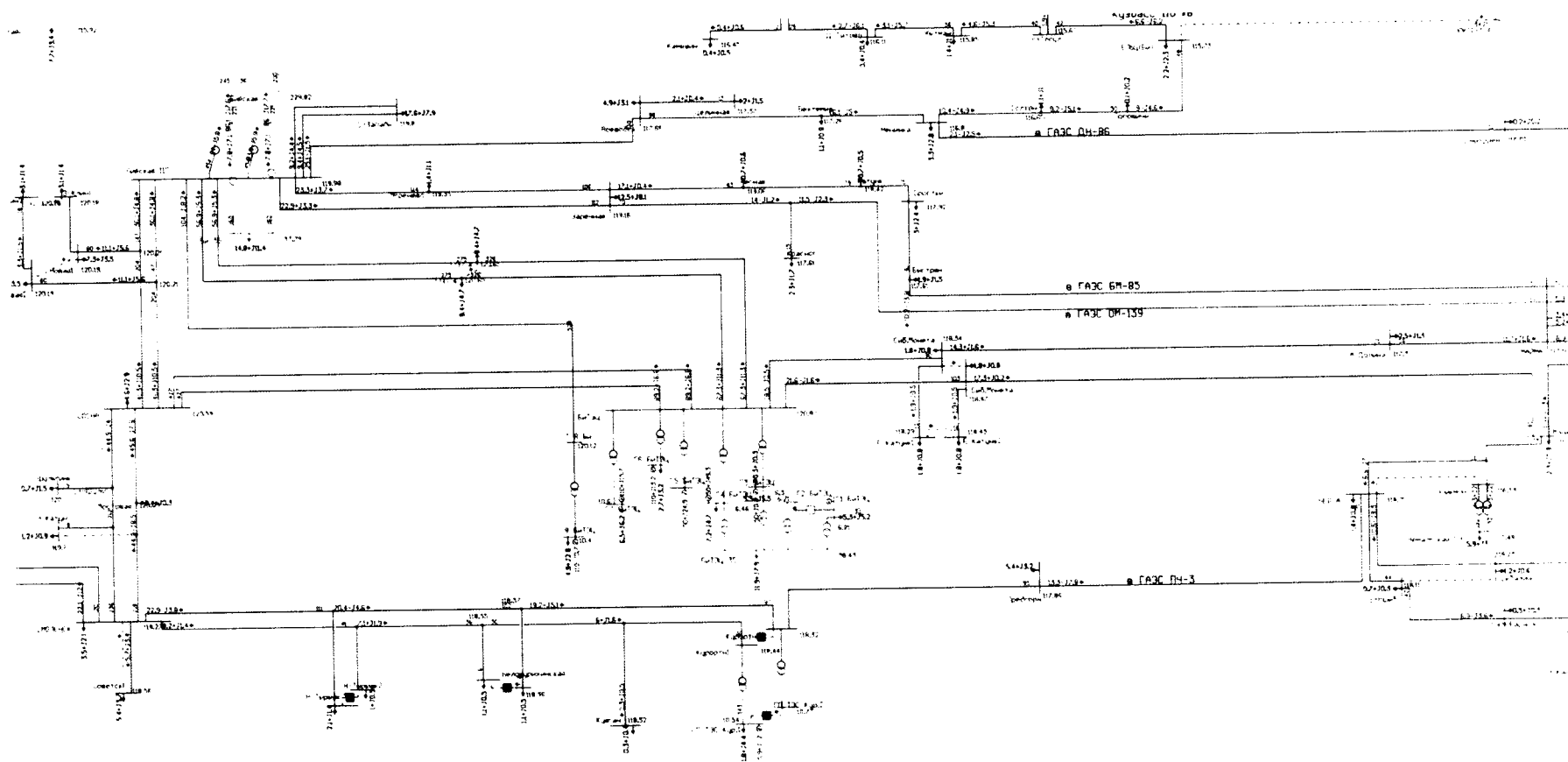


Рисунок 43 – Летний максимум 2021 года. Нормальная схема

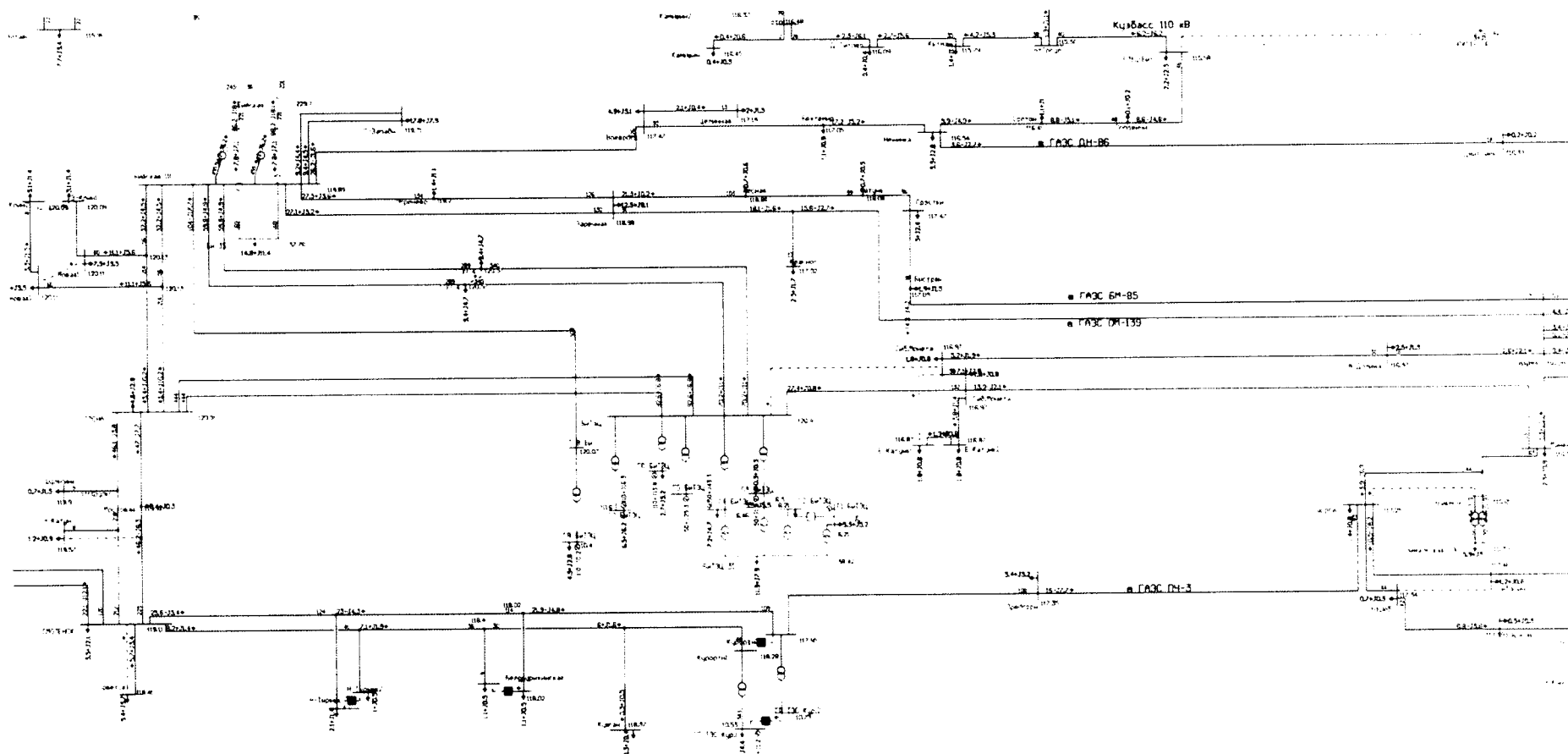


Рисунок 44 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1

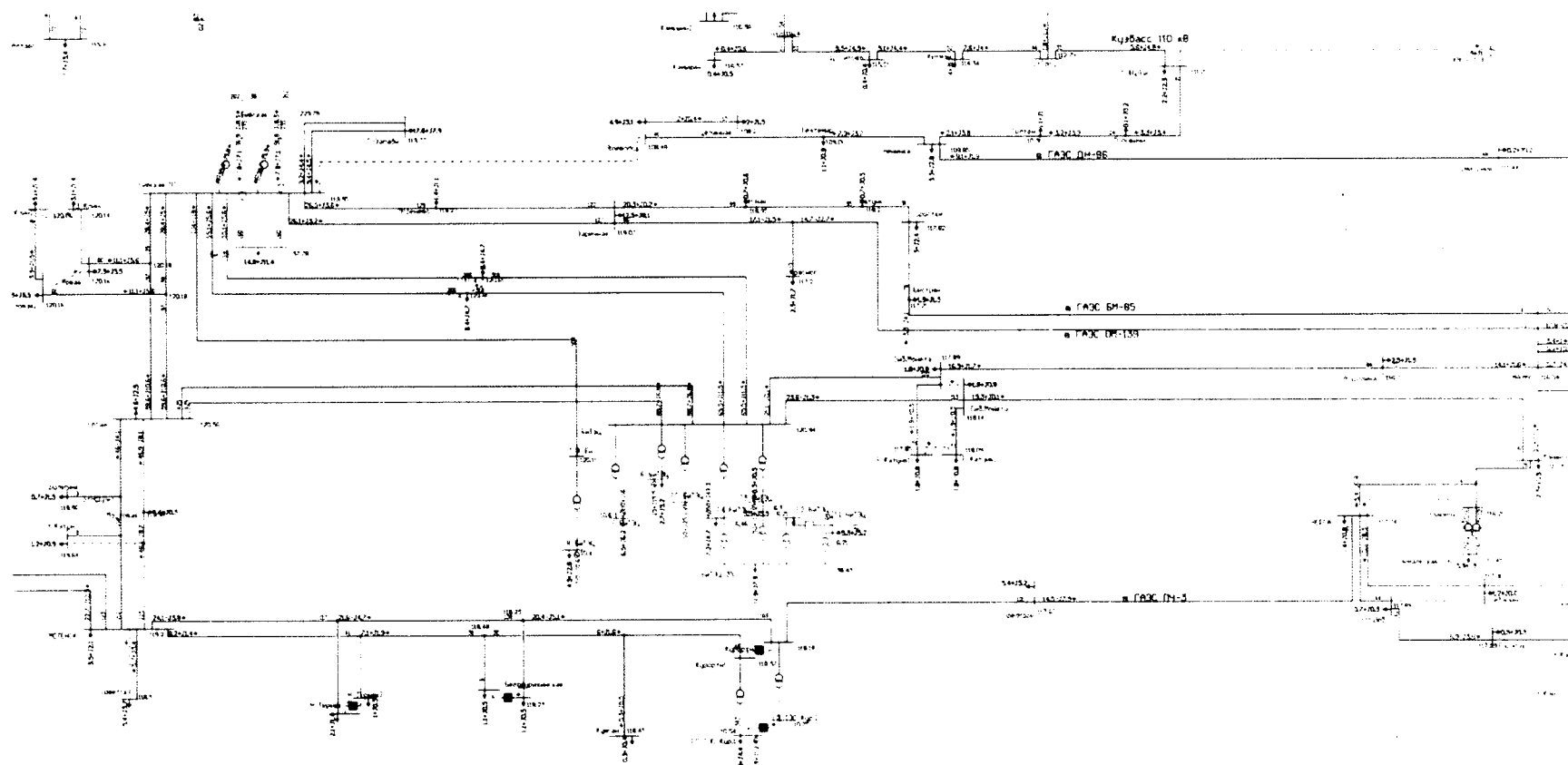


Рисунок 45 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БВ-13

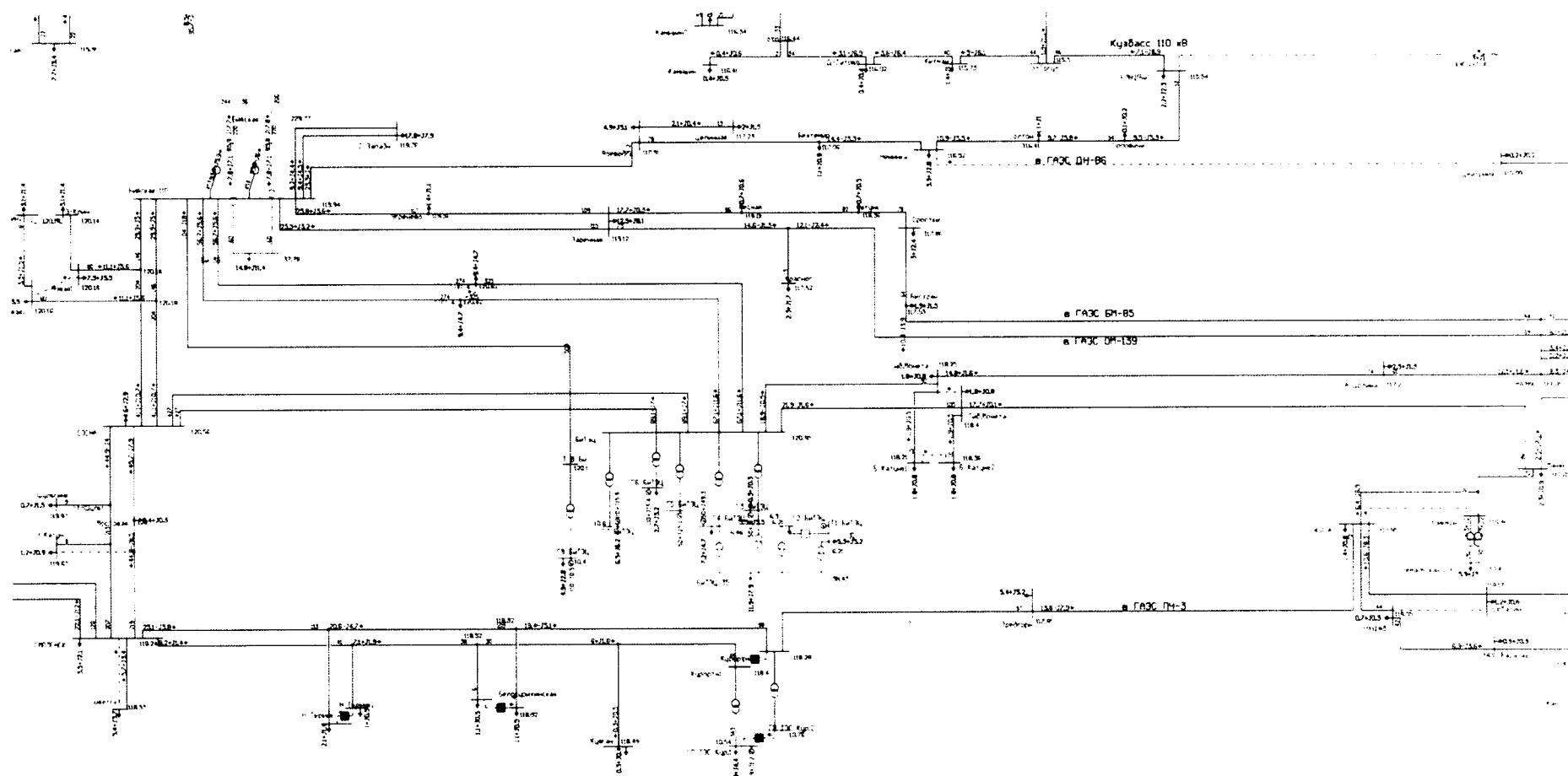


Рисунок 46 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ДН-86

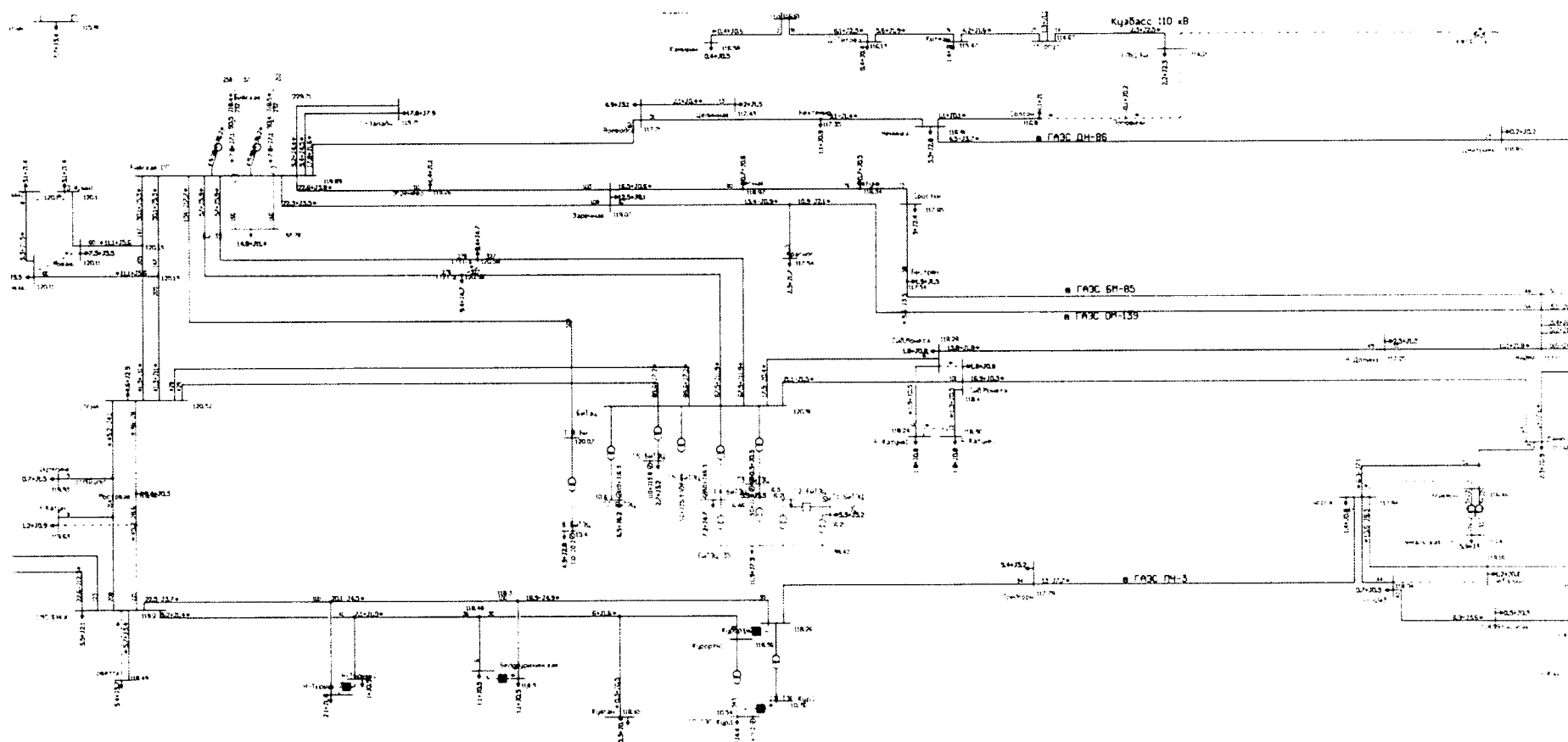
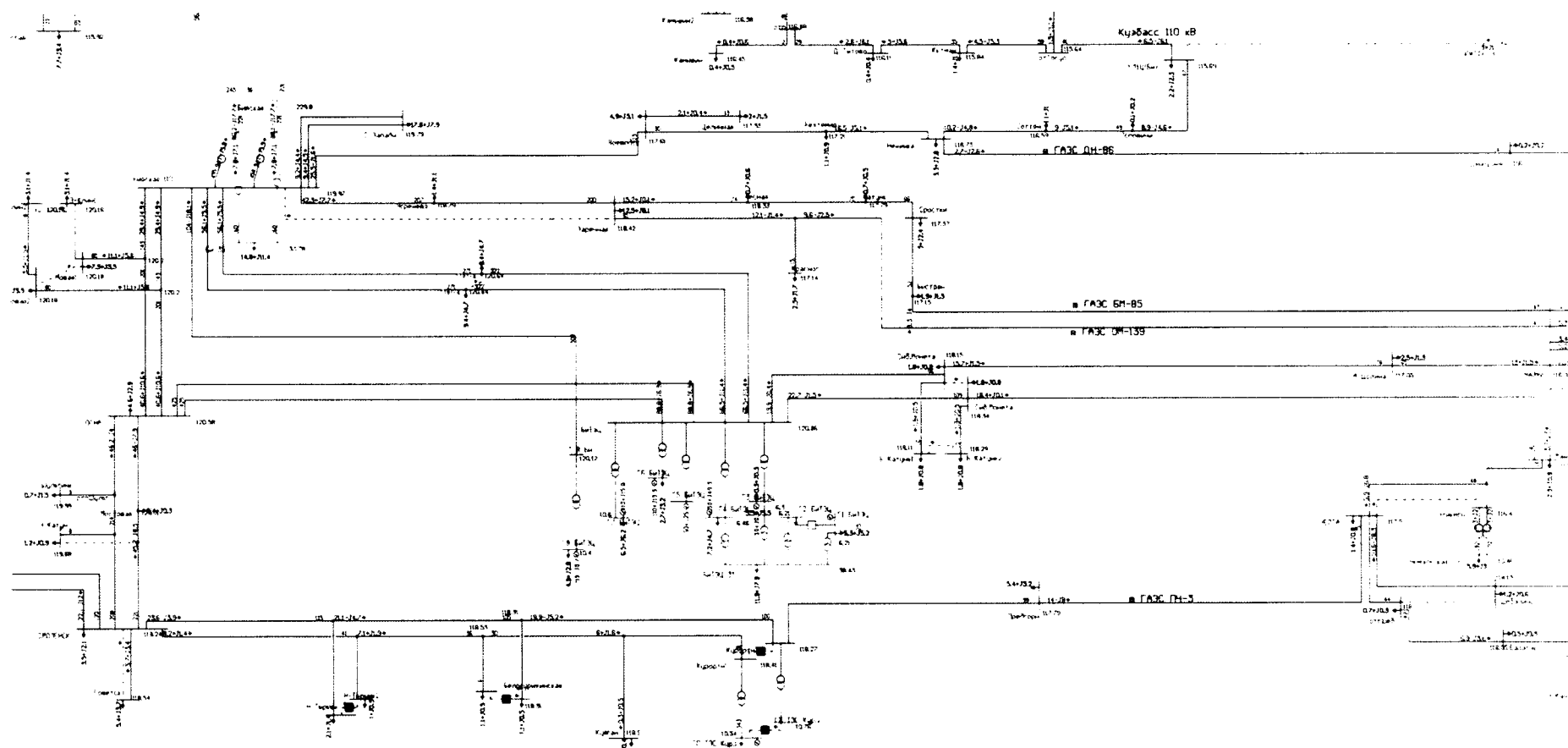


Рисунок 47 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ЕС-131



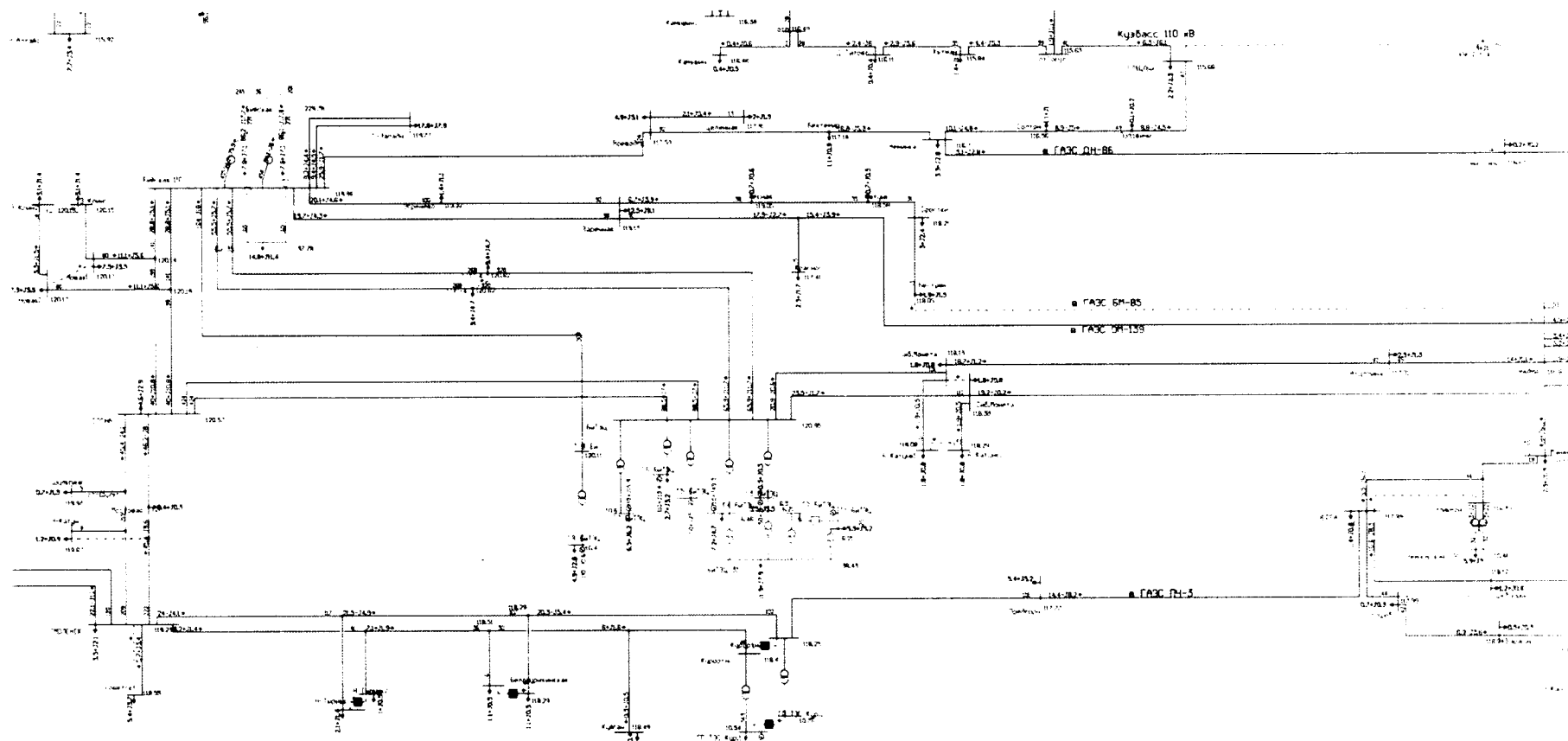


Рисунок 49 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БМ-85

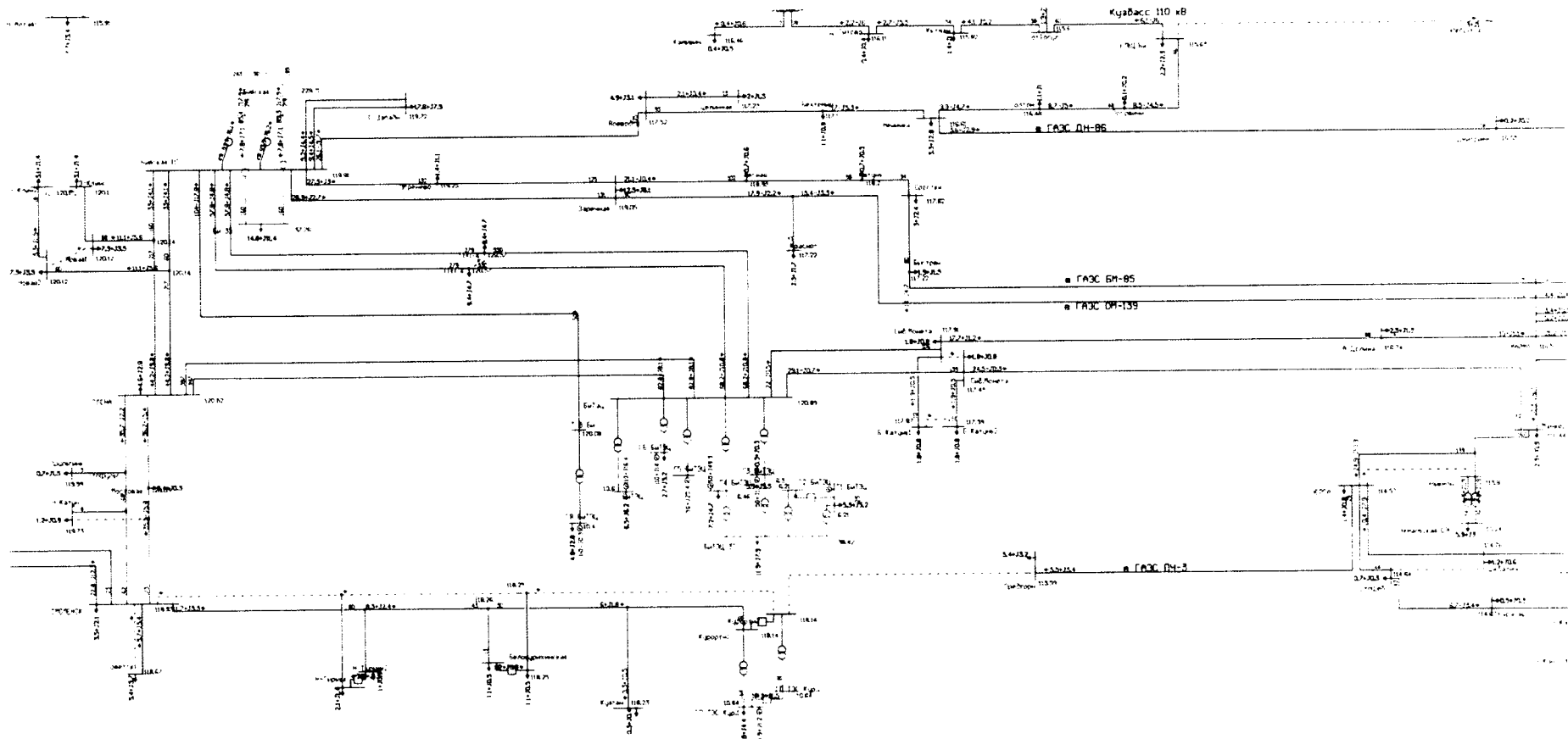


Рисунок 51 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ СП-189

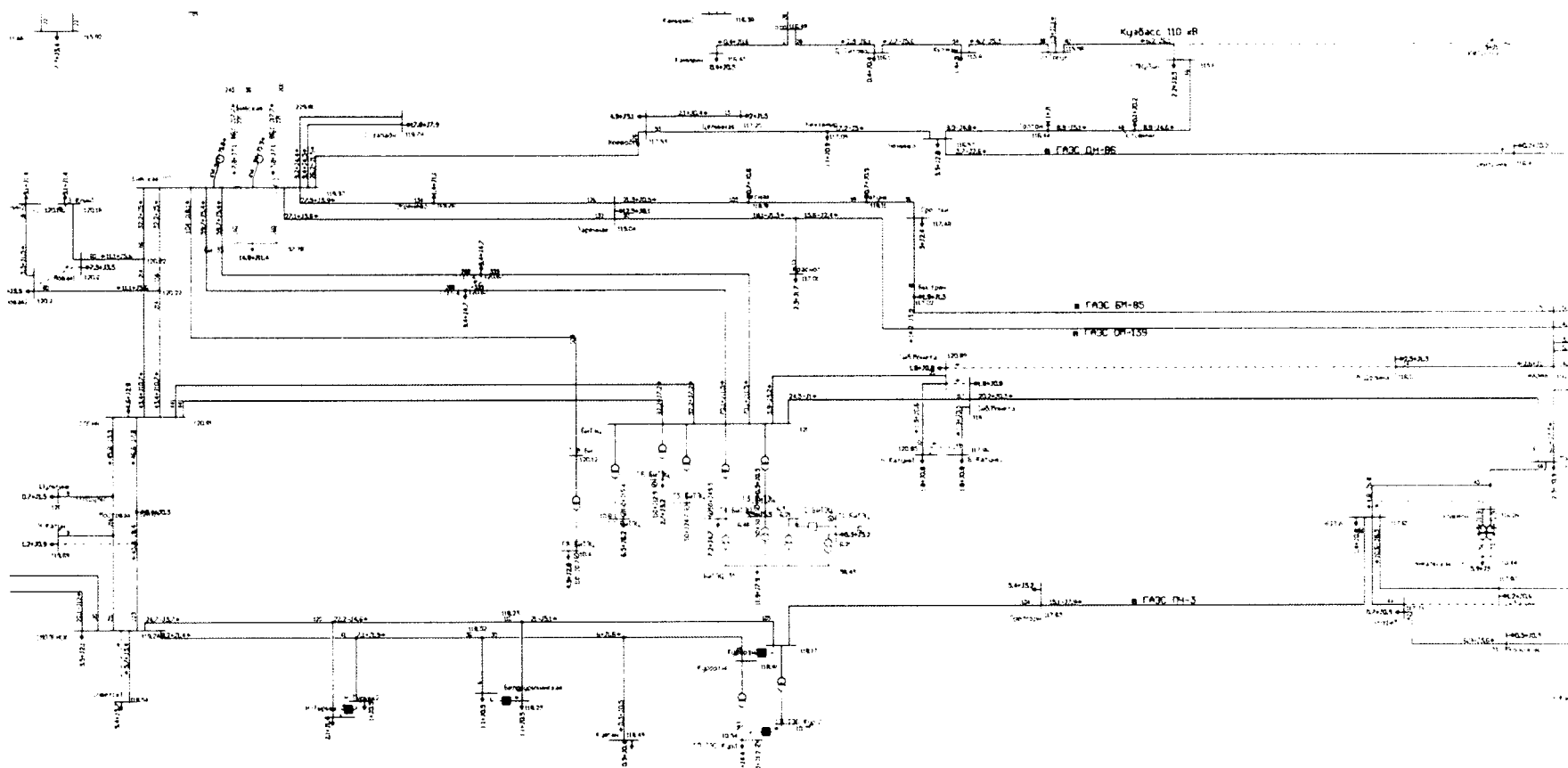


Рисунок 52 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

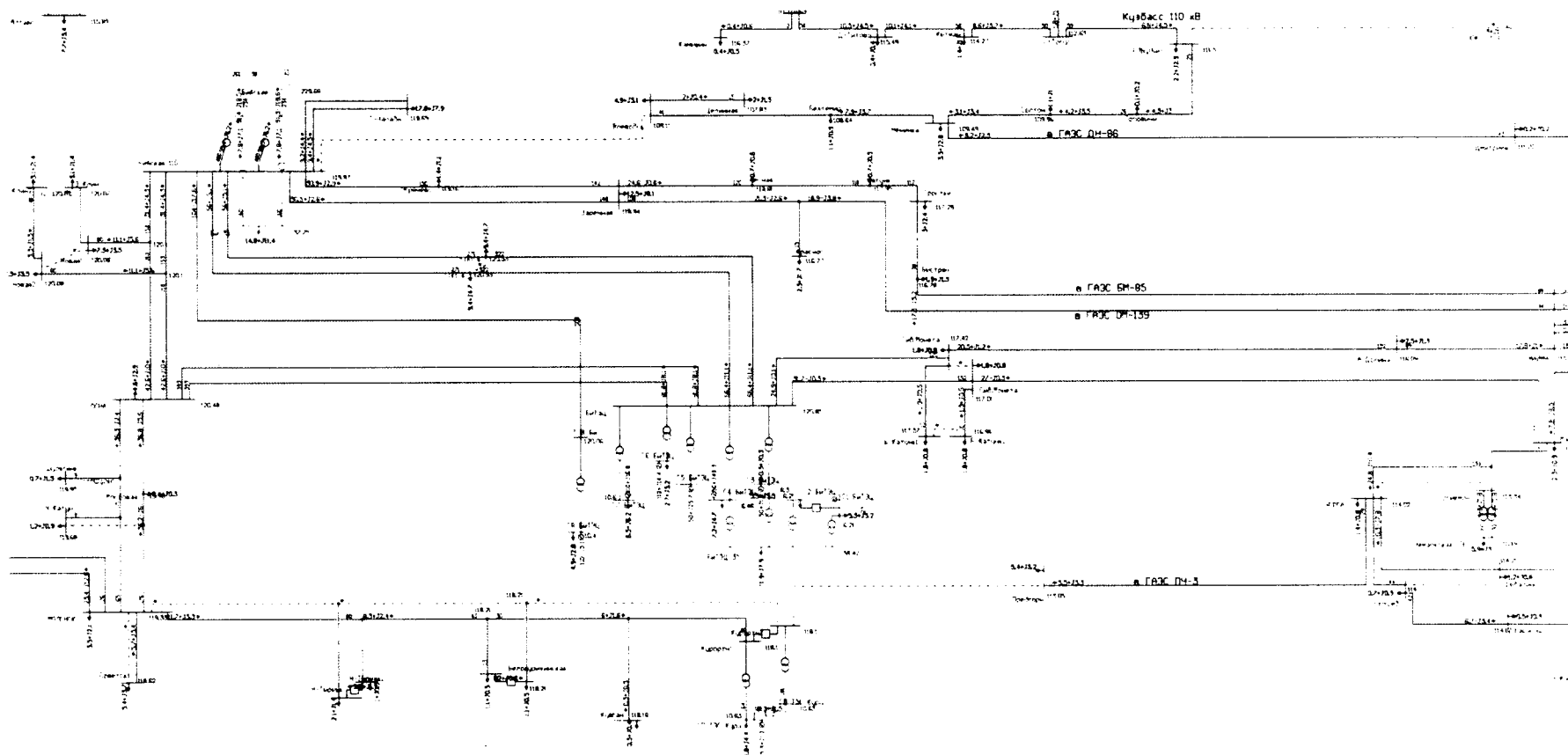


Рисунок 54 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БВ-13 и ВЛ СП-189

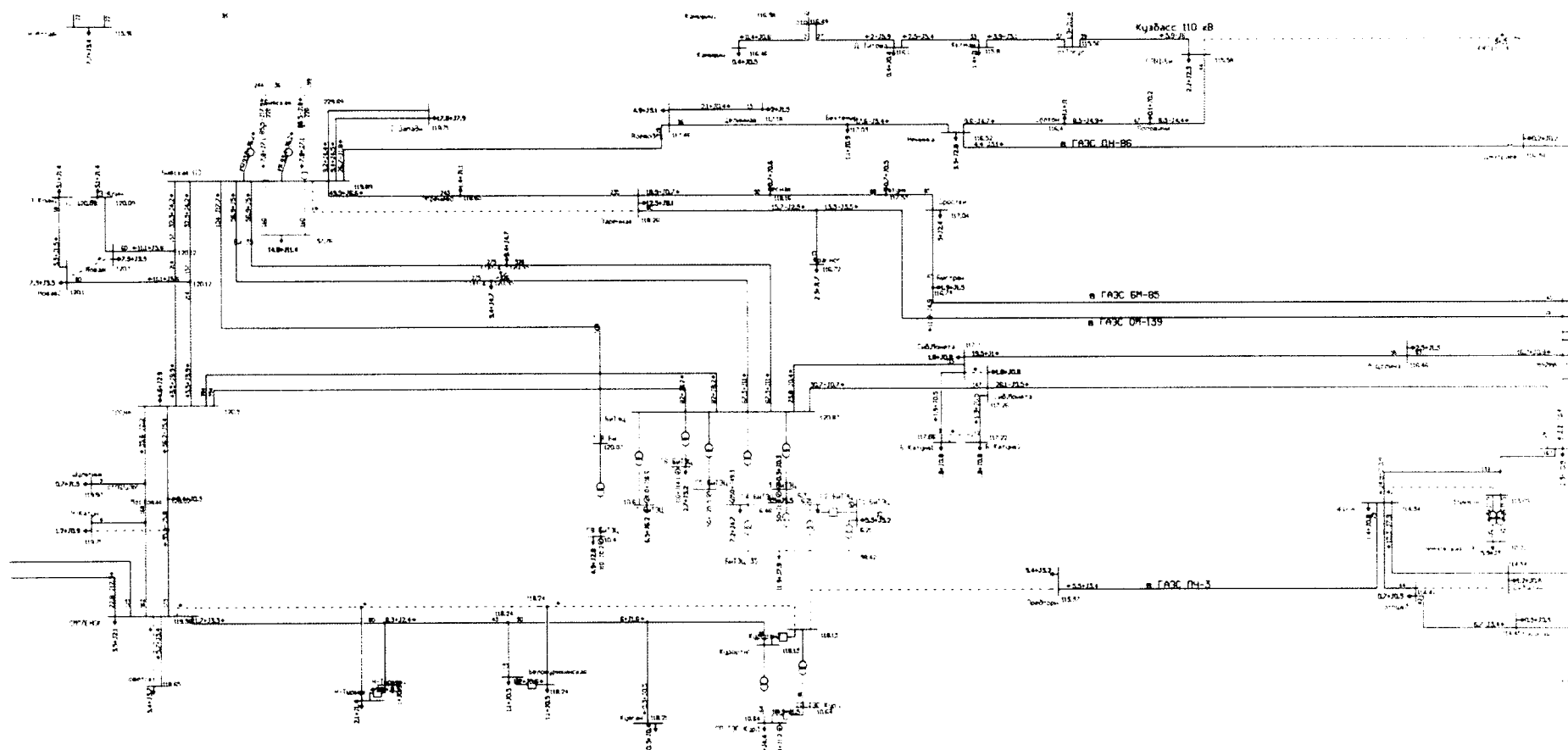


Рисунок 56 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ СП-189

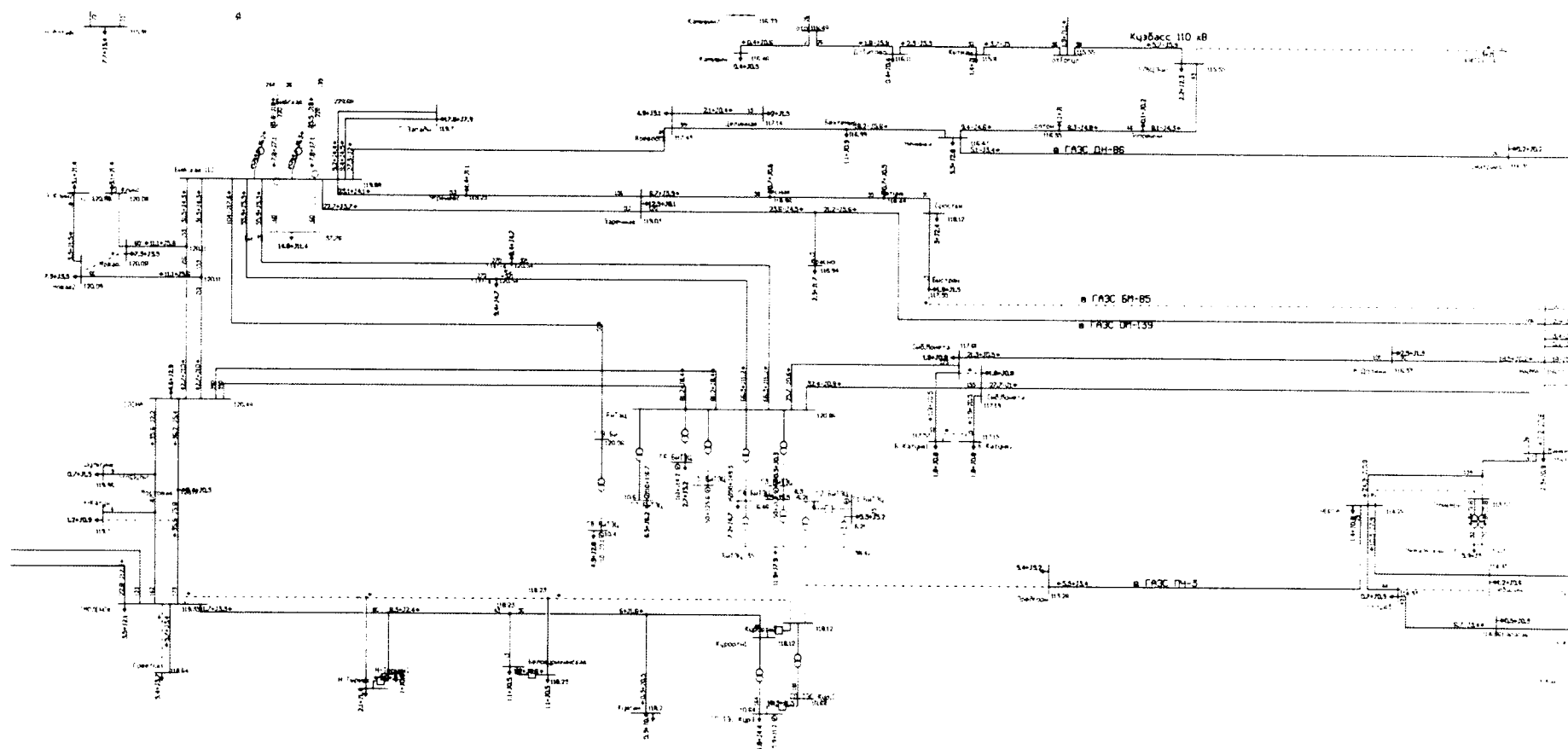


Рисунок 57 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БМ-85 и ВЛ СП-189

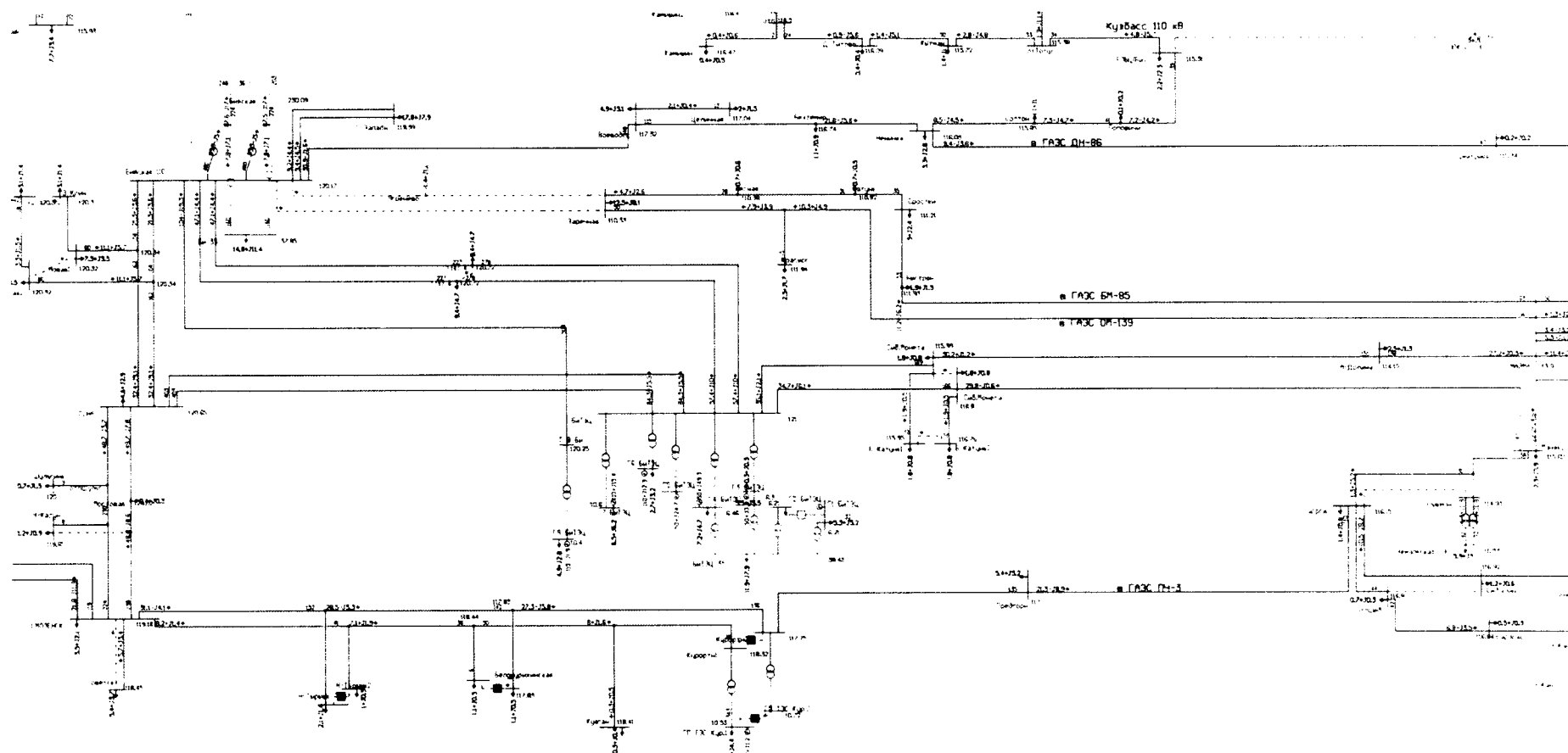


Рисунок 58 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ БЗ-166

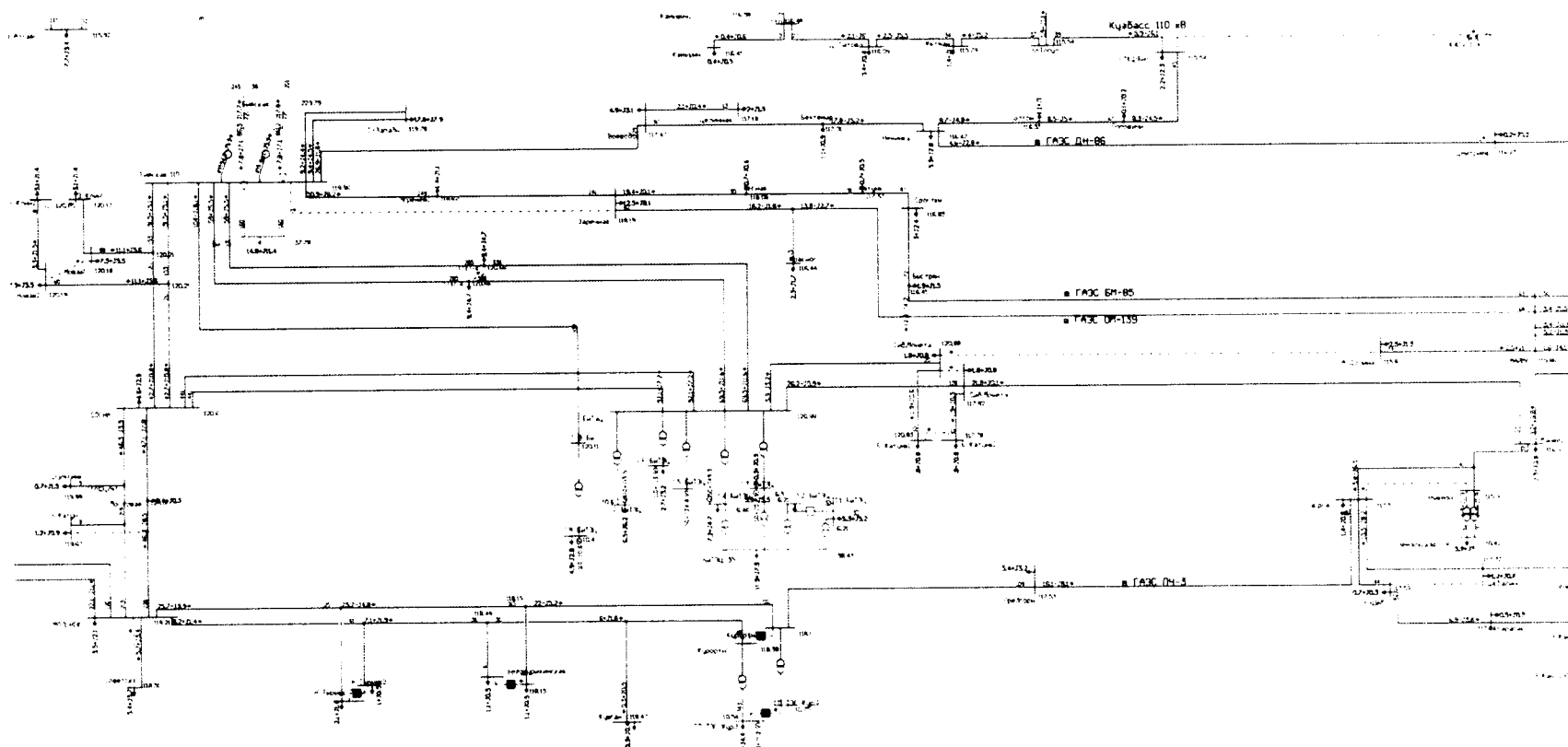


Рисунок 59 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

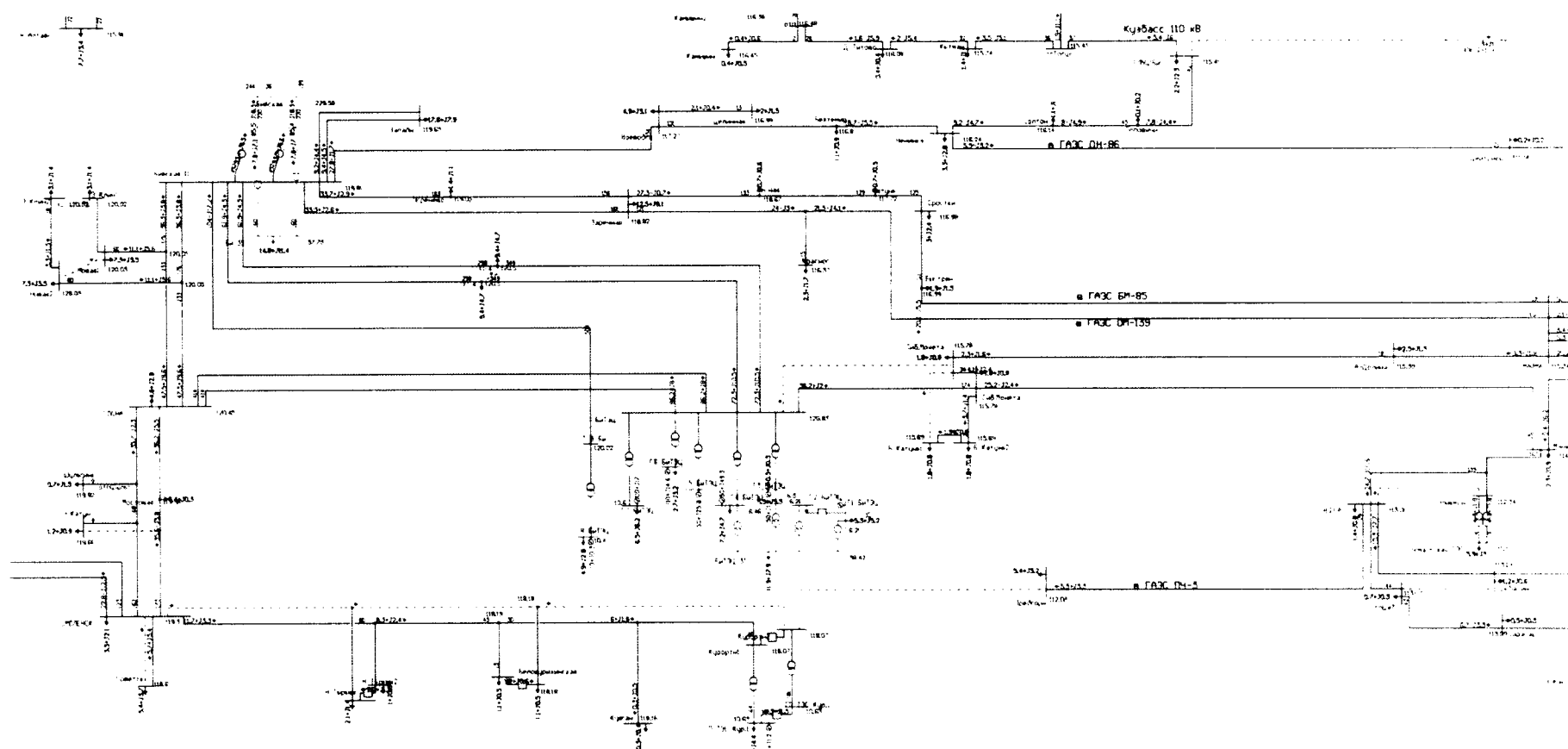


Рисунок 60 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ СП-189 и ВЛ ТК-1

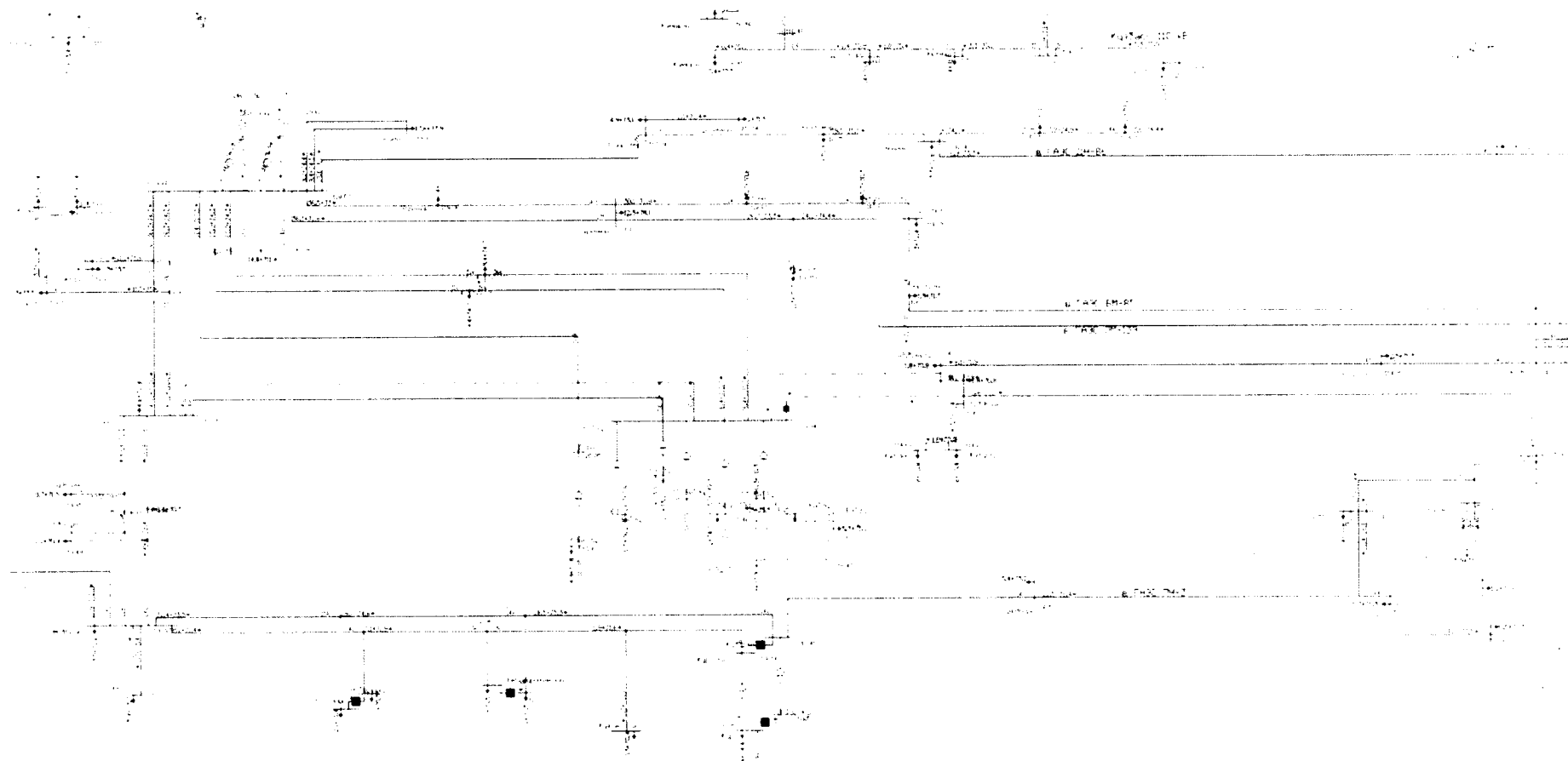


Рисунок 61 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1 и В ТК-2 на Бийской ТЭЦ

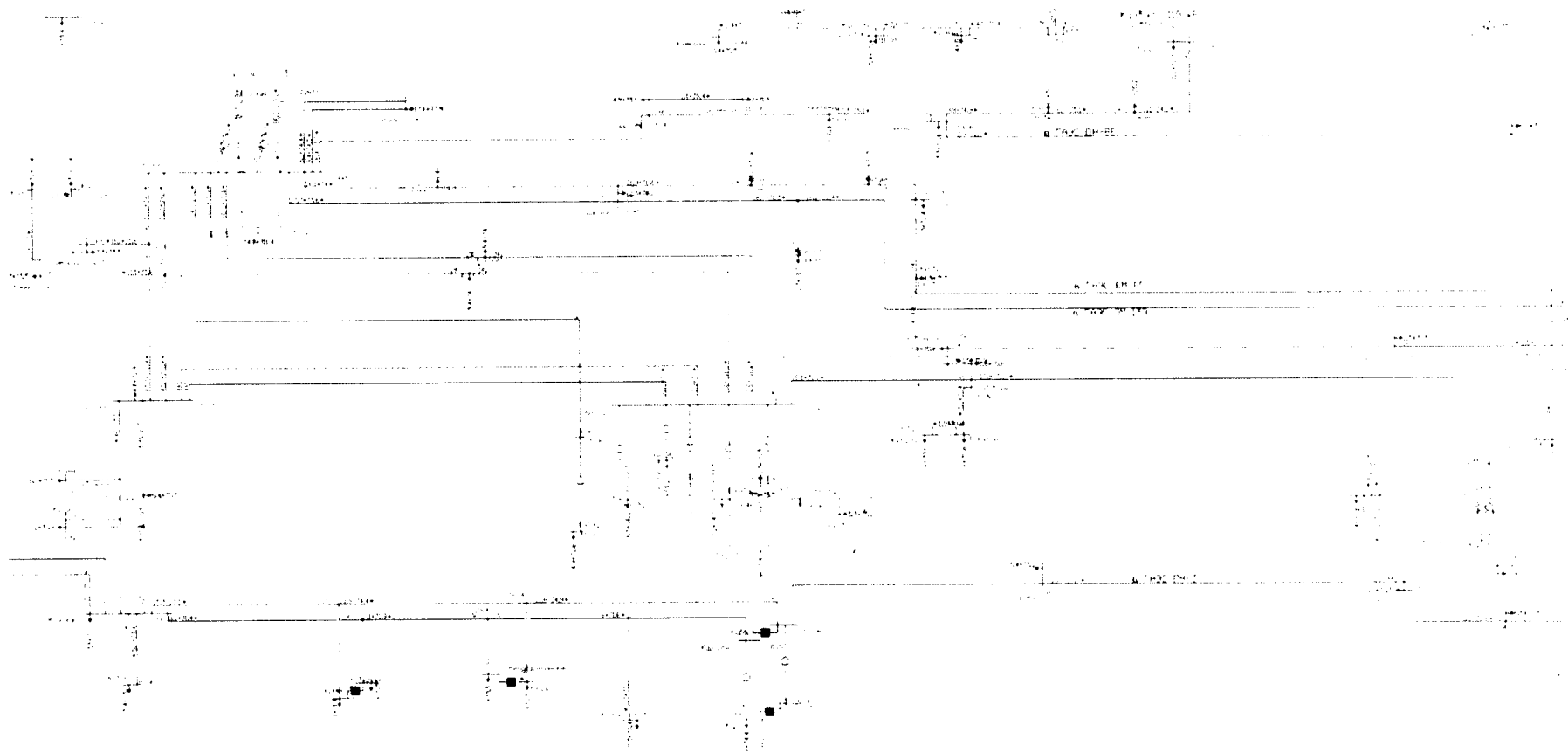


Рисунок 62 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1 и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

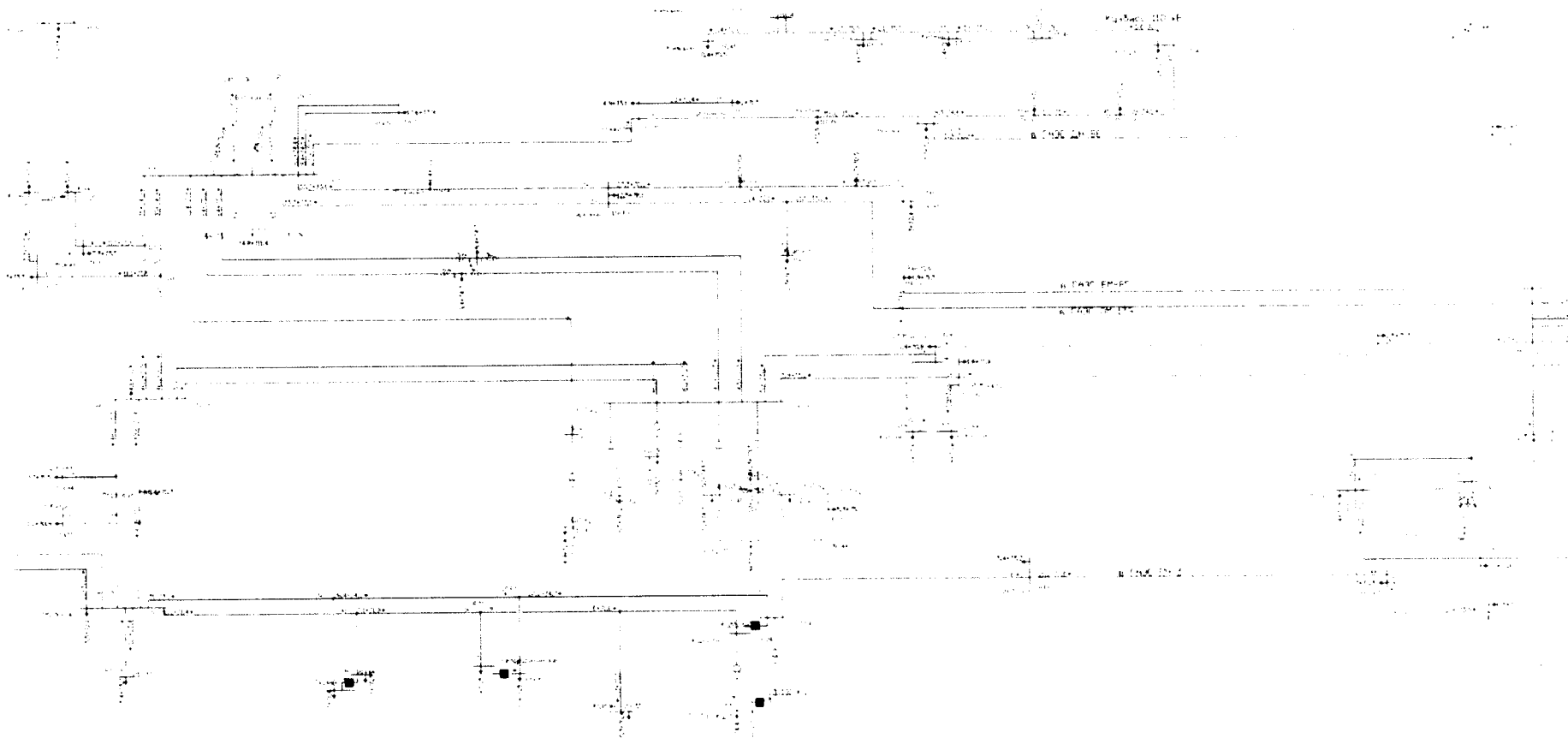


Рисунок 63 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Манжерокская

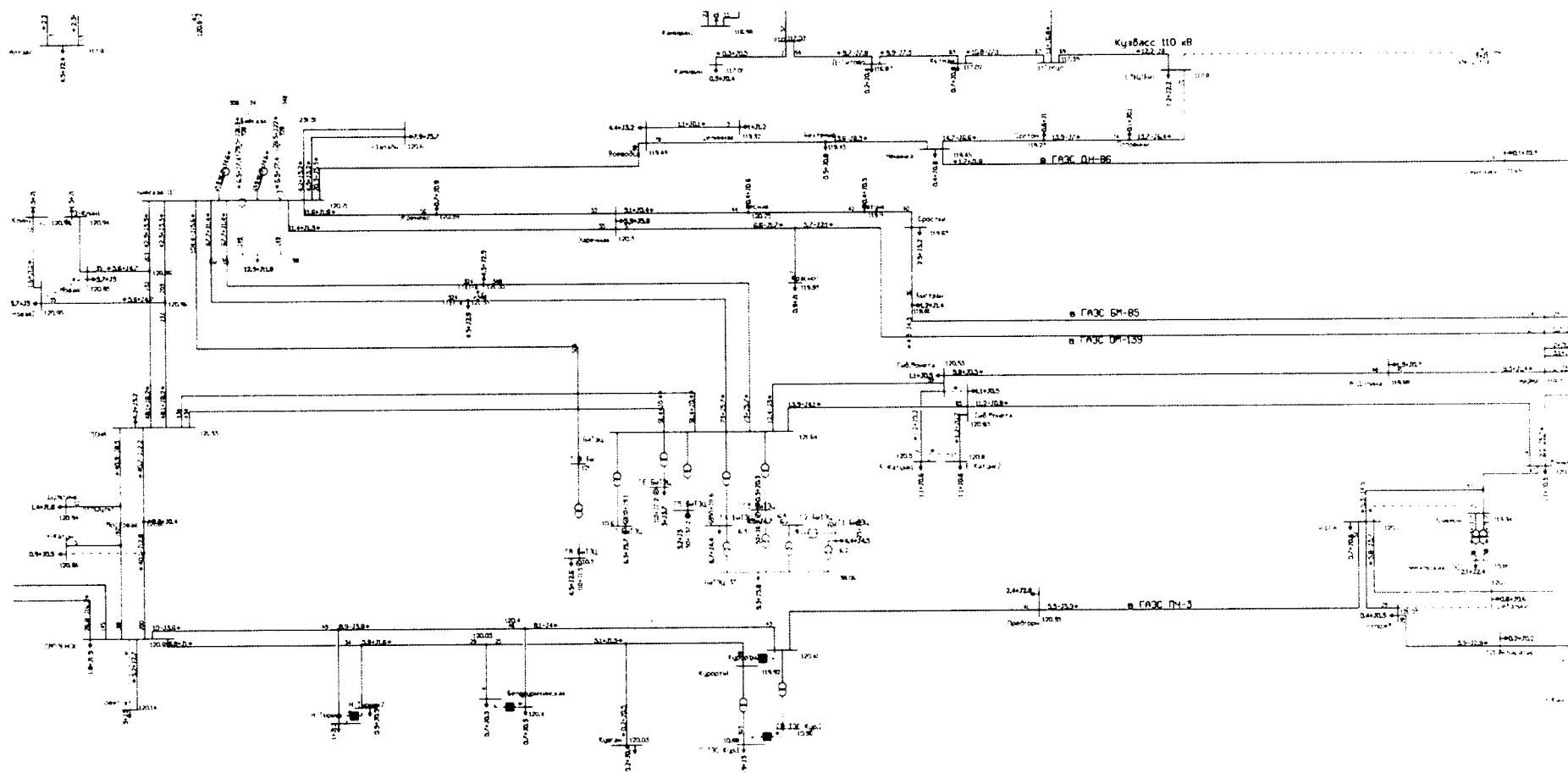


Рисунок 64 – Летний минимум 2021 года. Нормальная схема

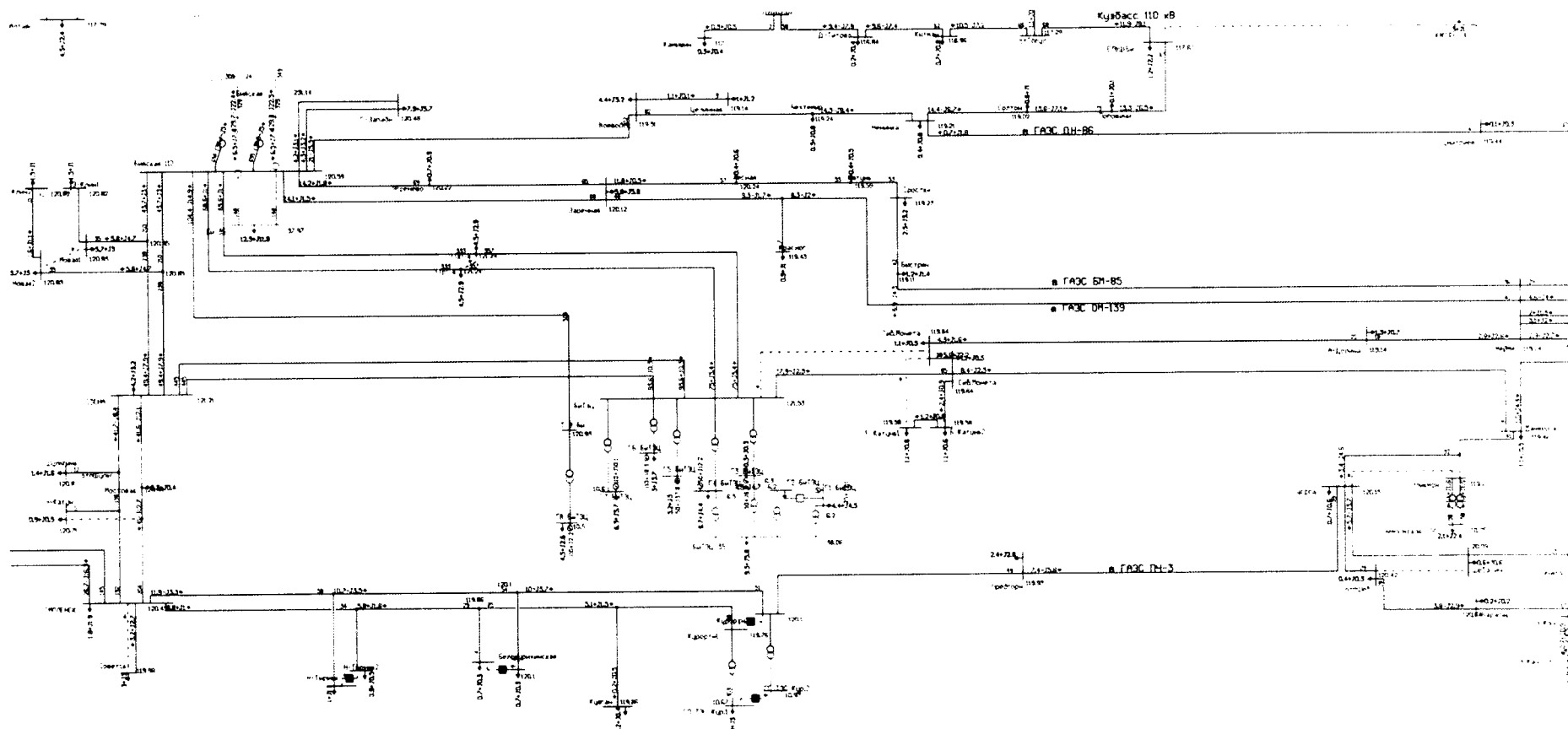


Рисунок 65 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1

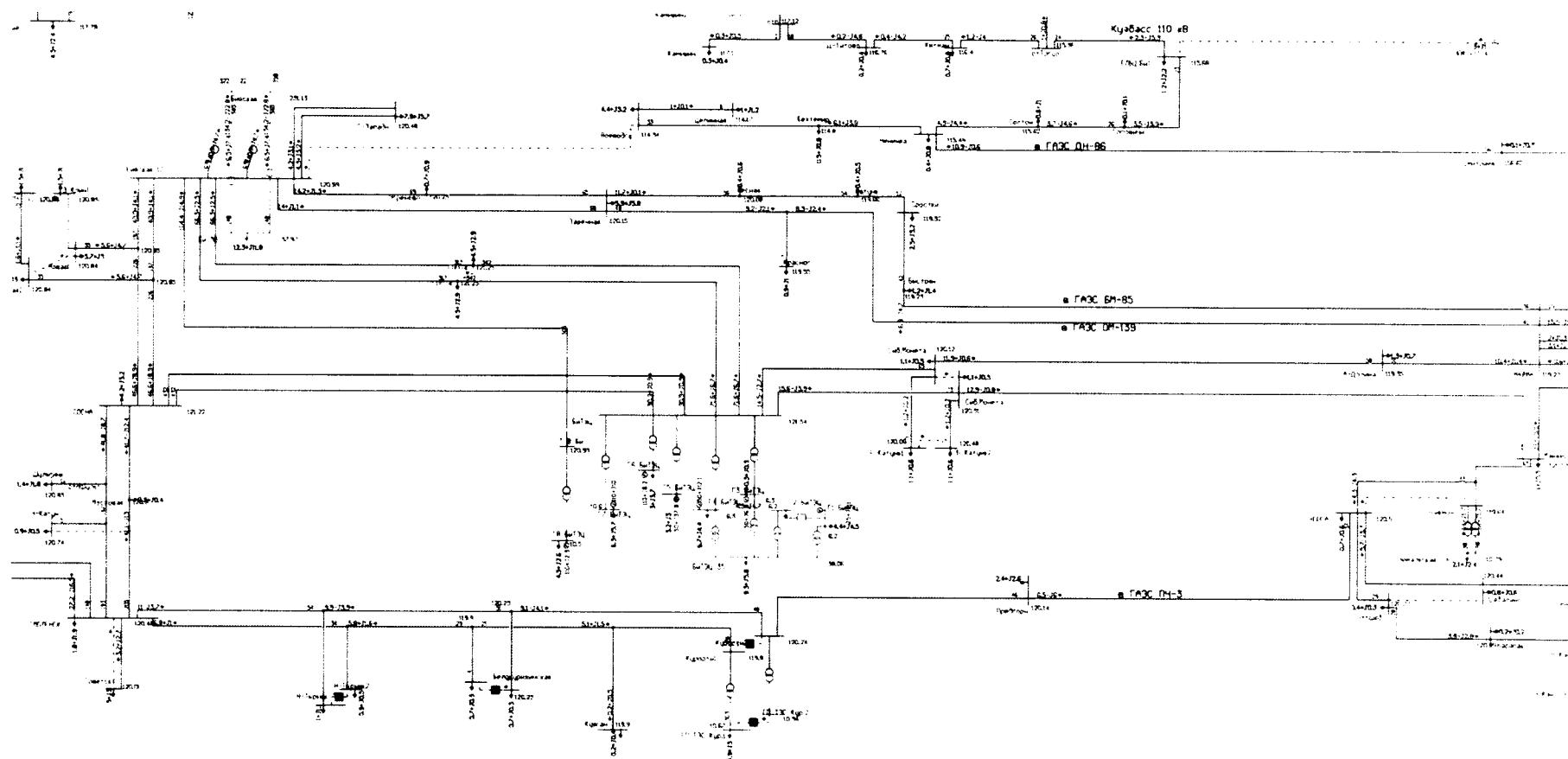


Рисунок 66 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БВ-13

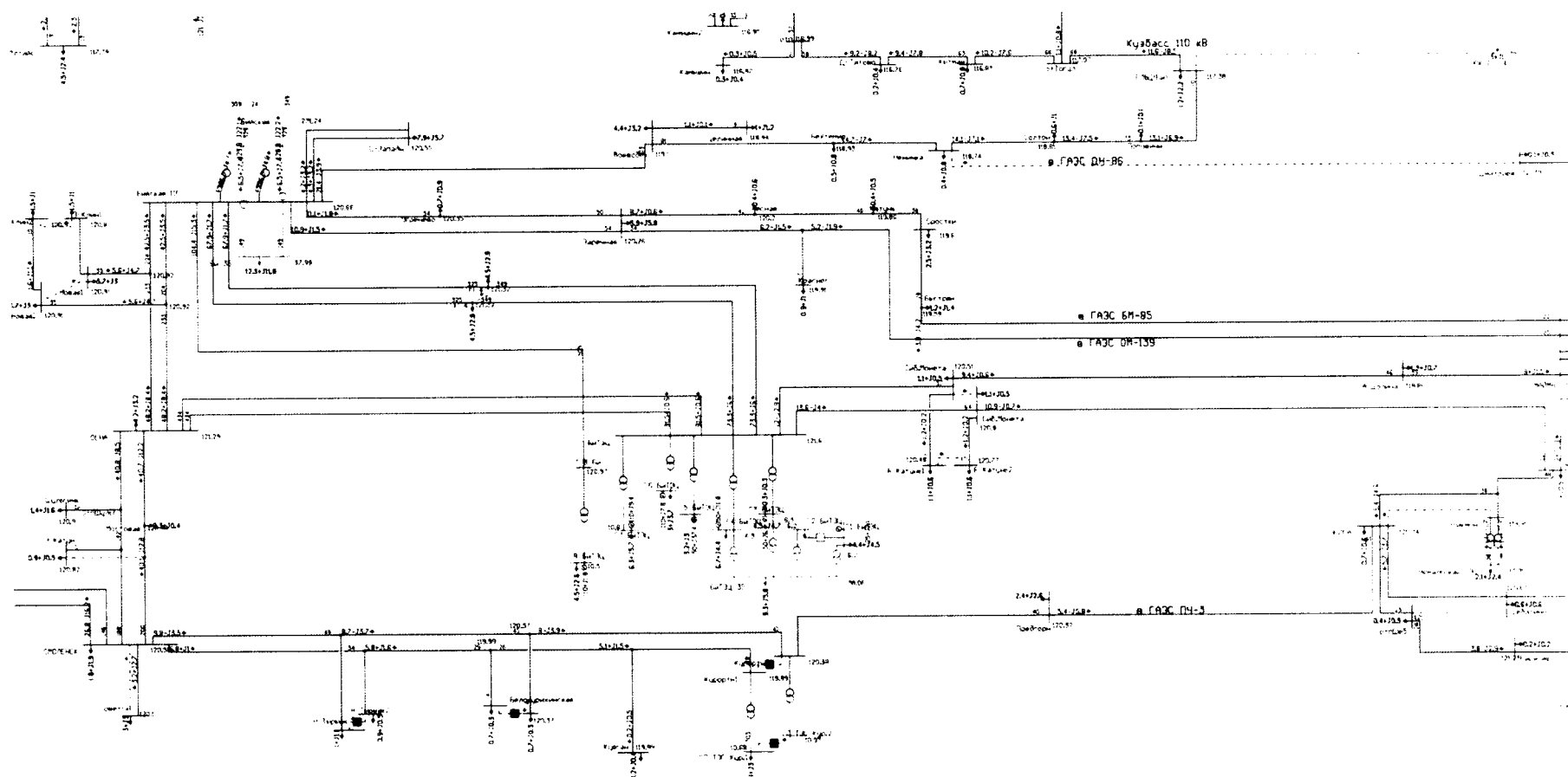


Рисунок 67 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ДН-86

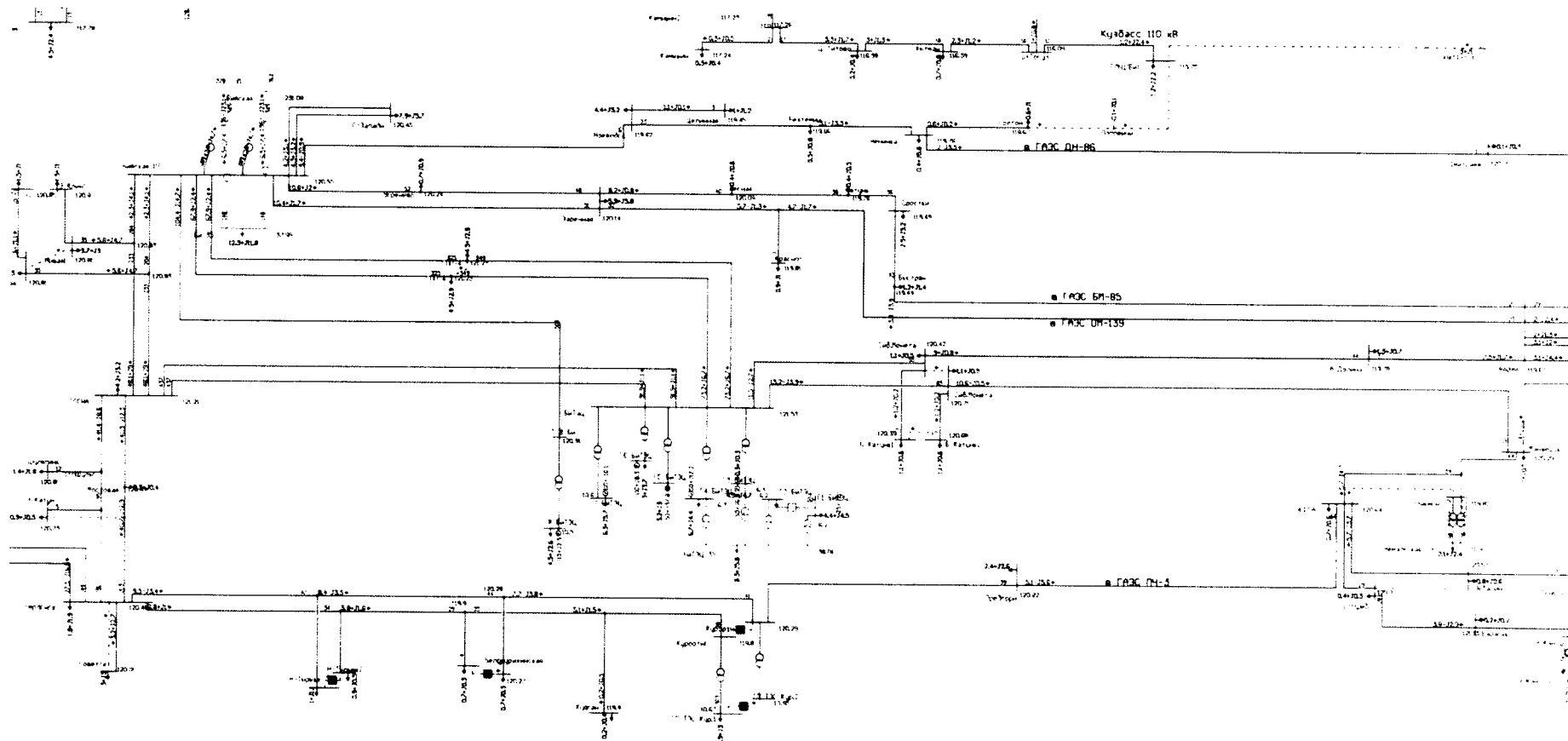


Рисунок 68 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ЕС-131

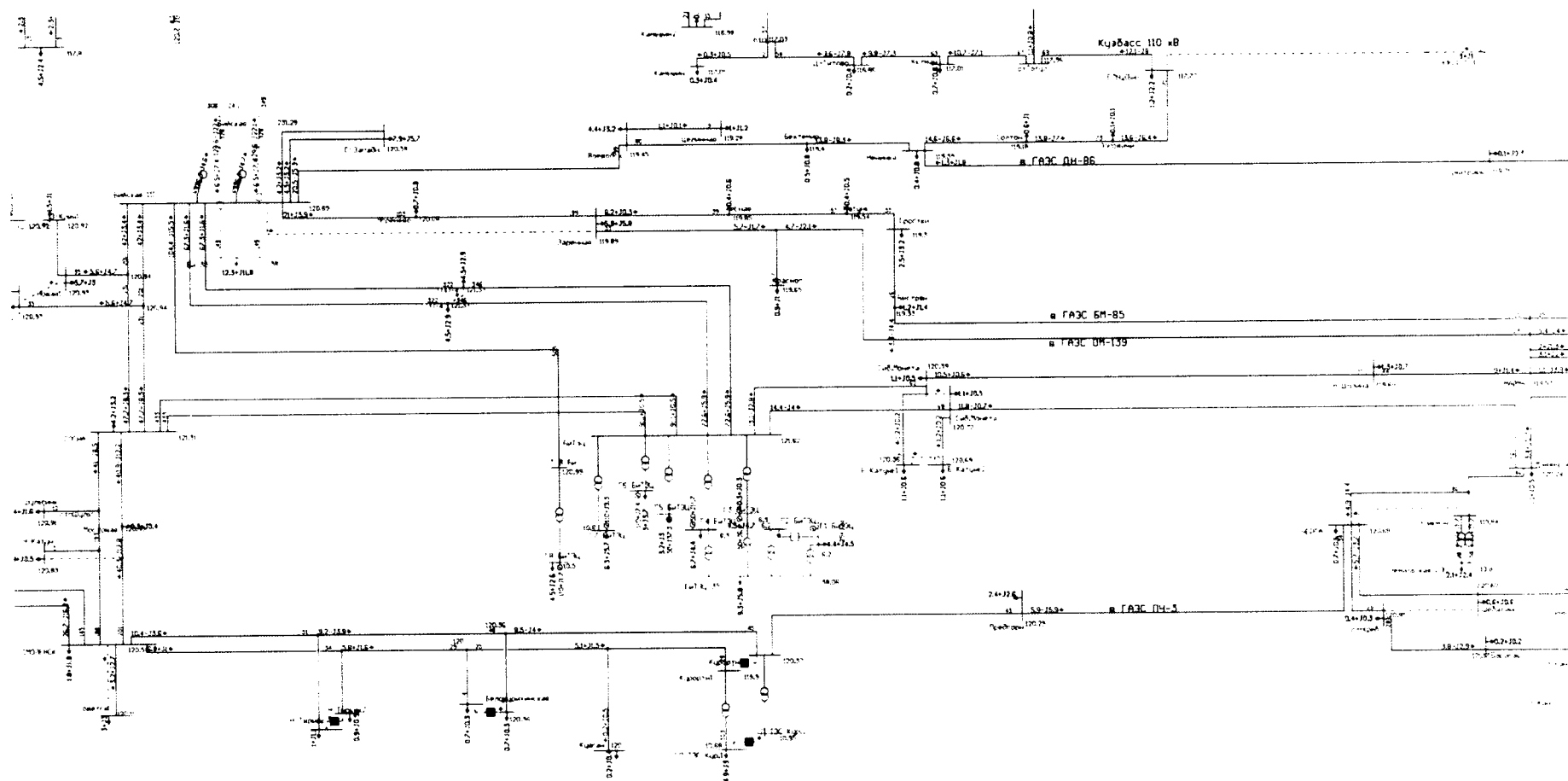


Рисунок 69 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165

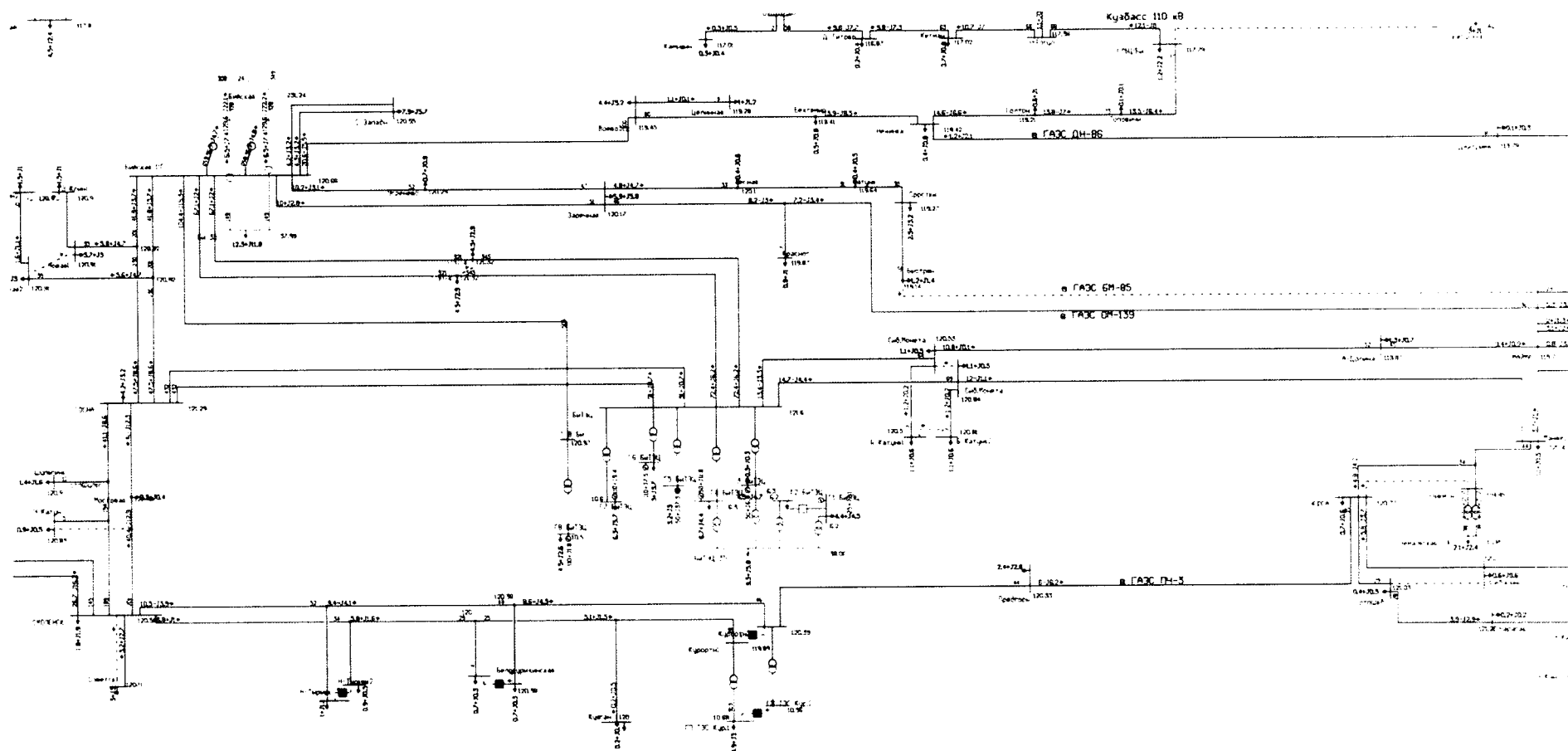


Рисунок 70 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БМ-85

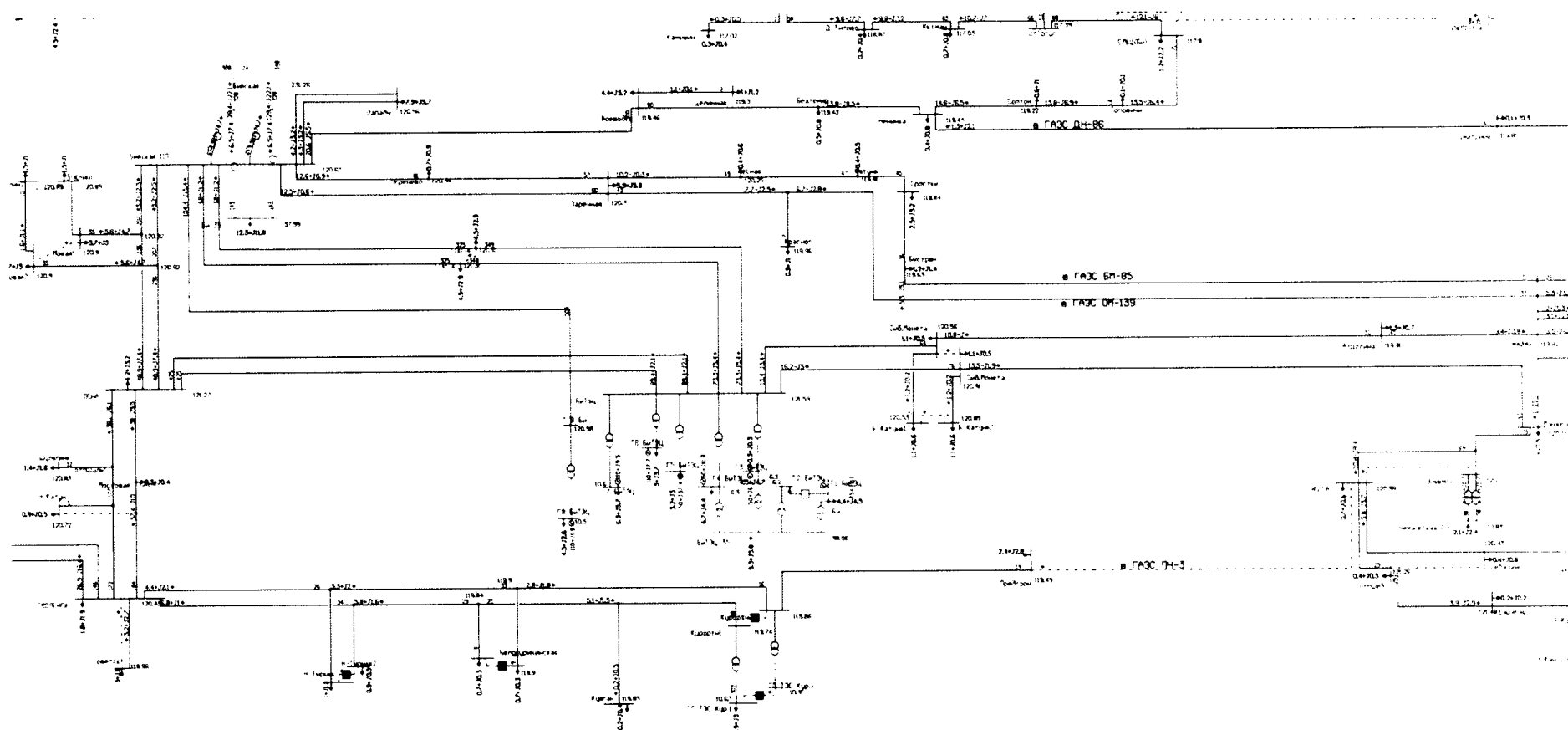


Рисунок 71 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ПЧ-3

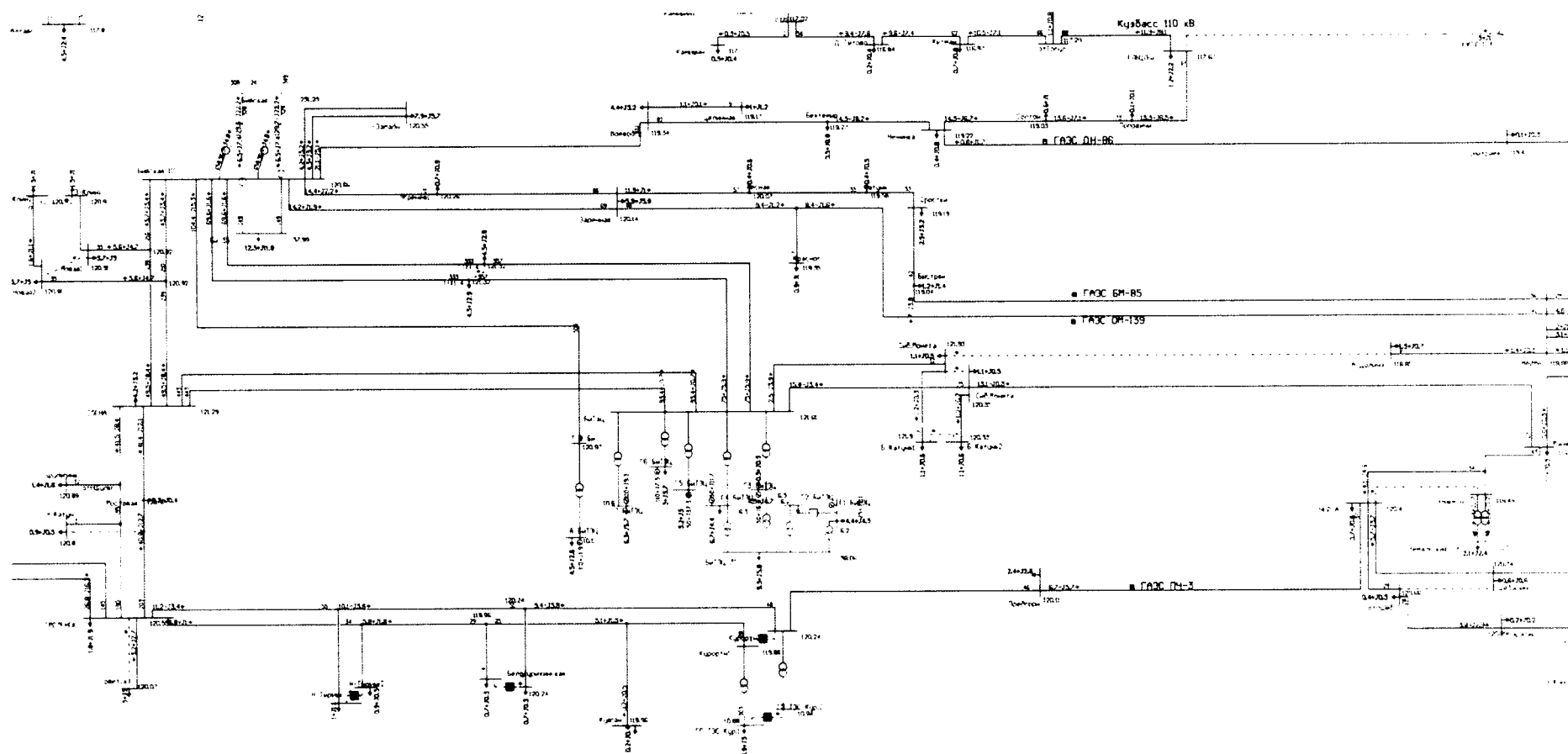


Рисунок 73 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

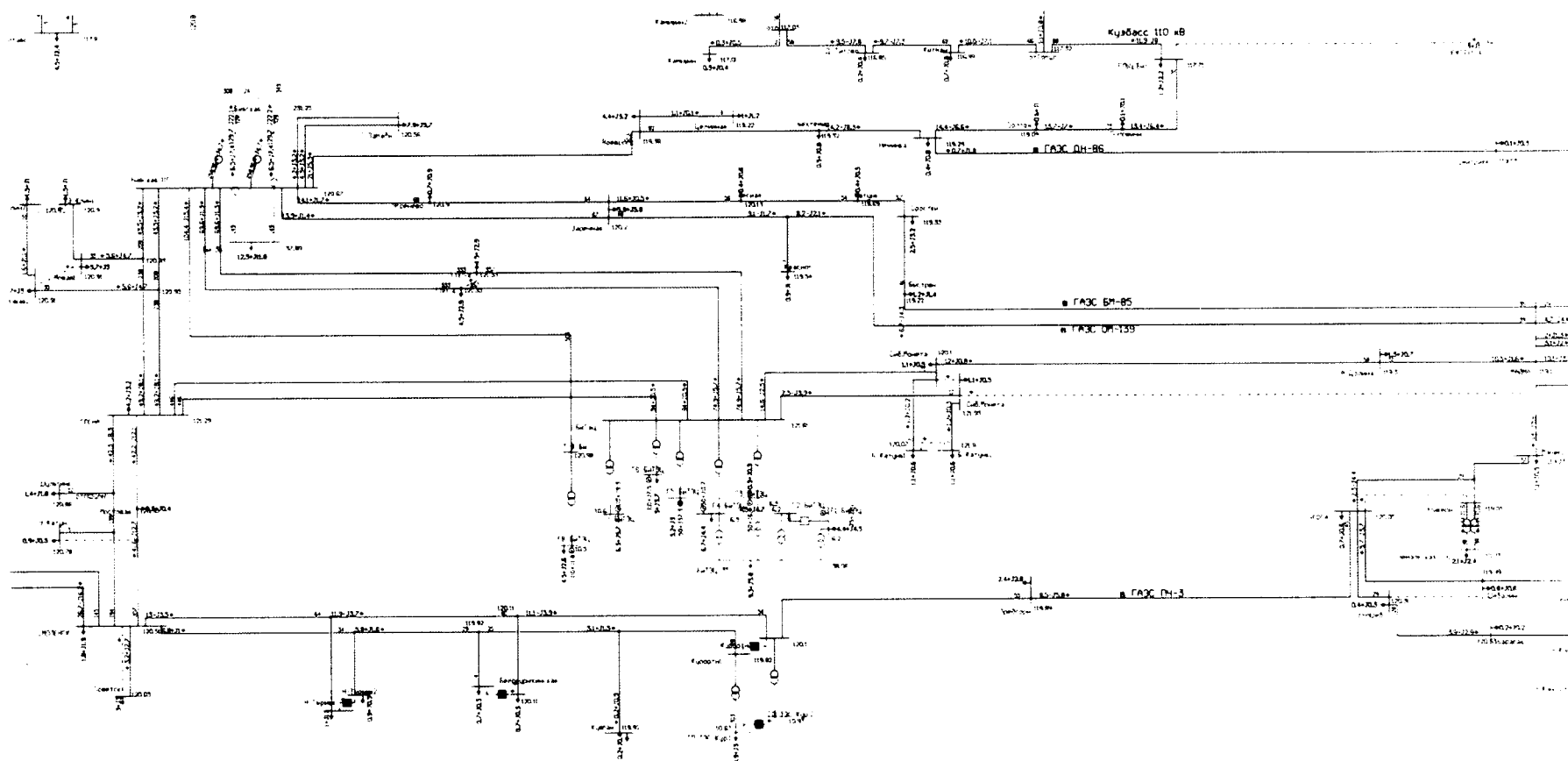


Рисунок 74 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Манжерокская

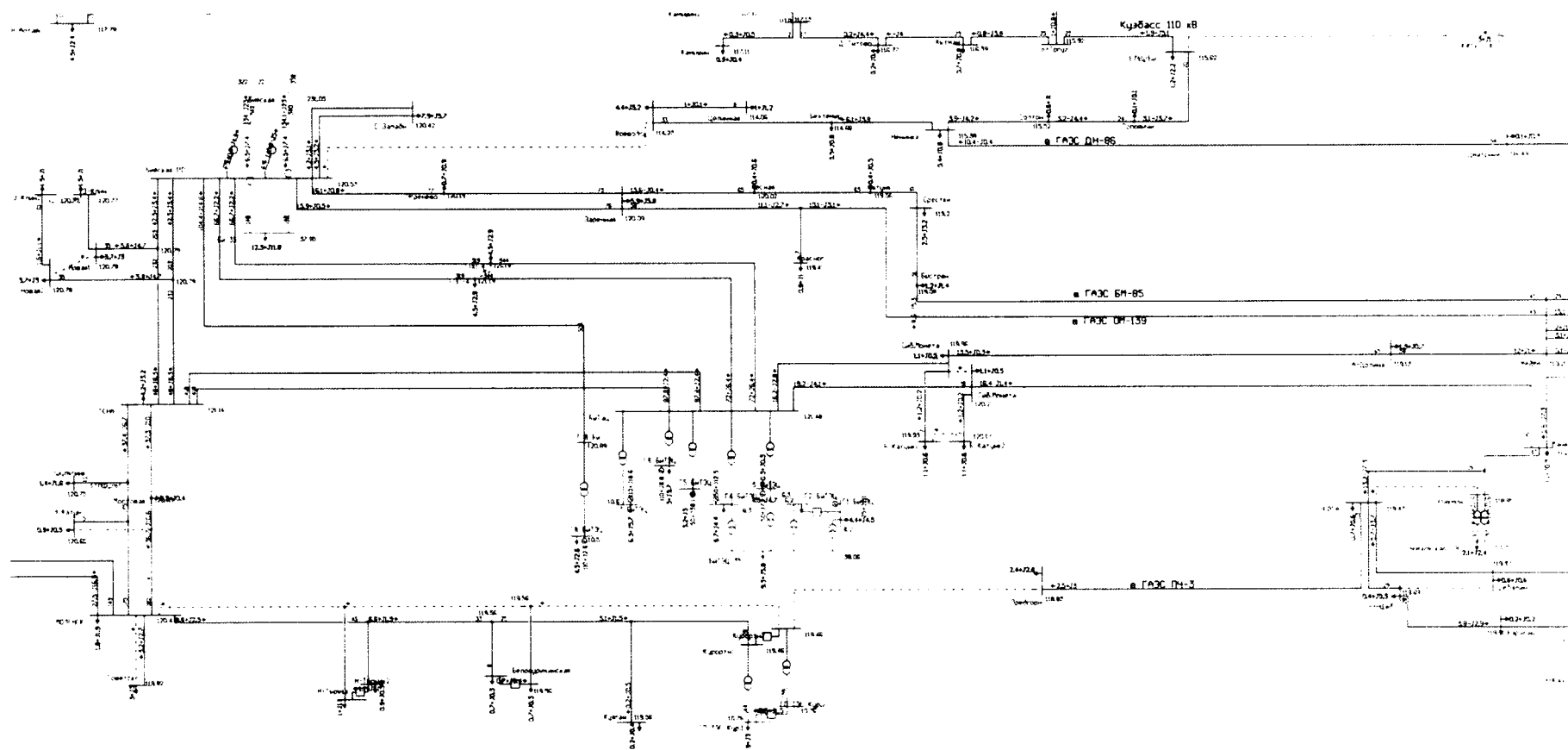


Рисунок 75 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БВ-13 и ВЛ СП-189

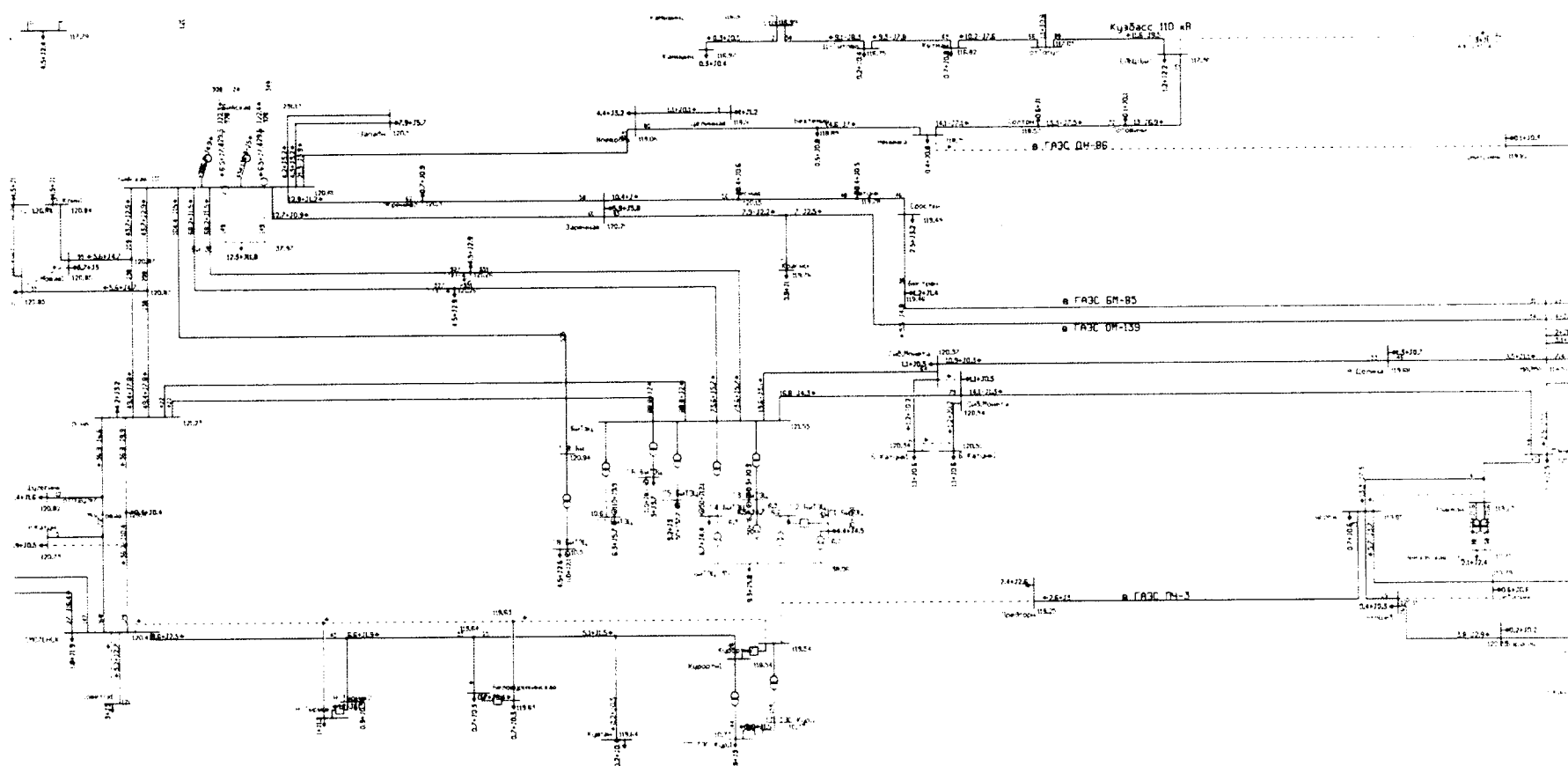


Рисунок 76 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ДН-86 и ВЛ СП-189

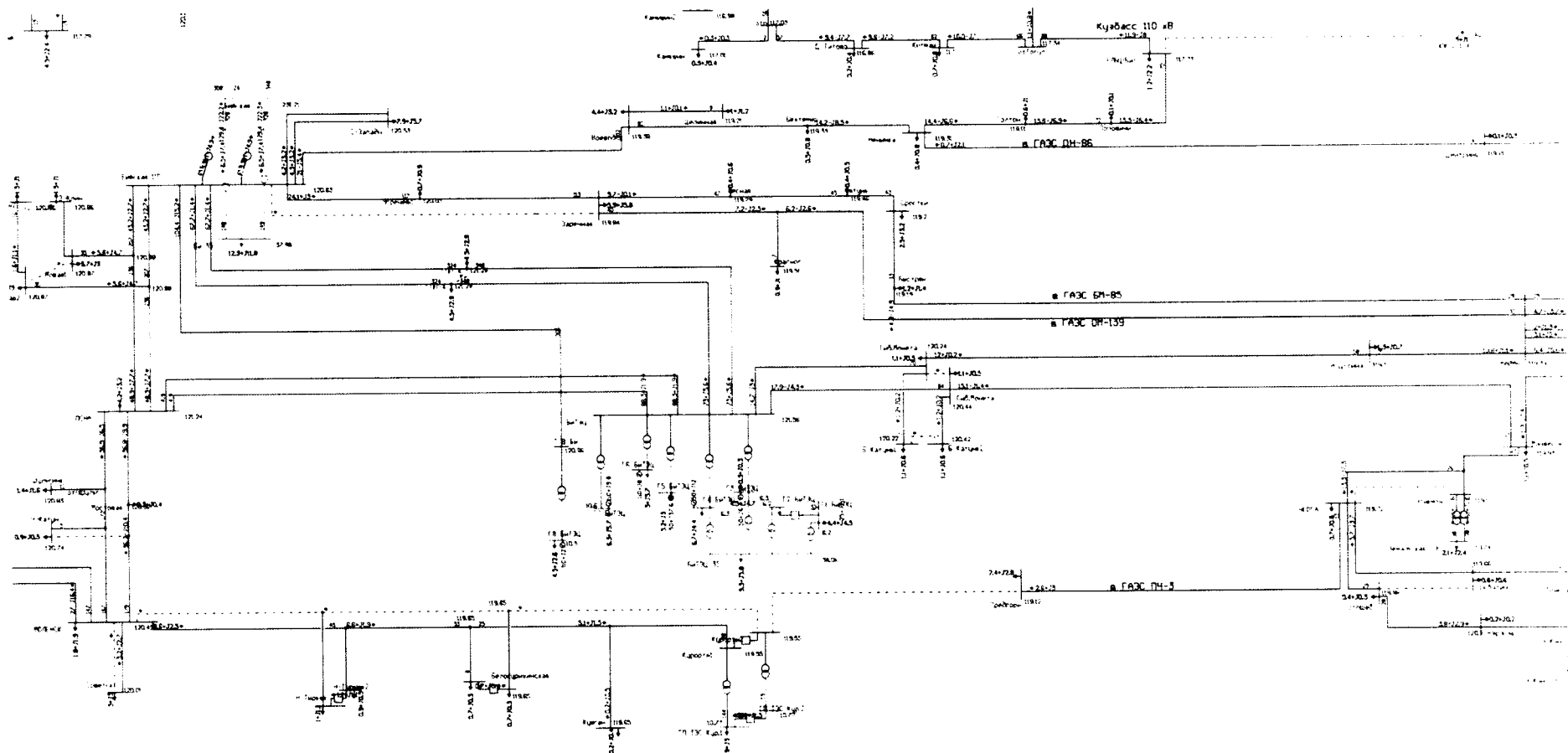


Рисунок 77 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ СП-189

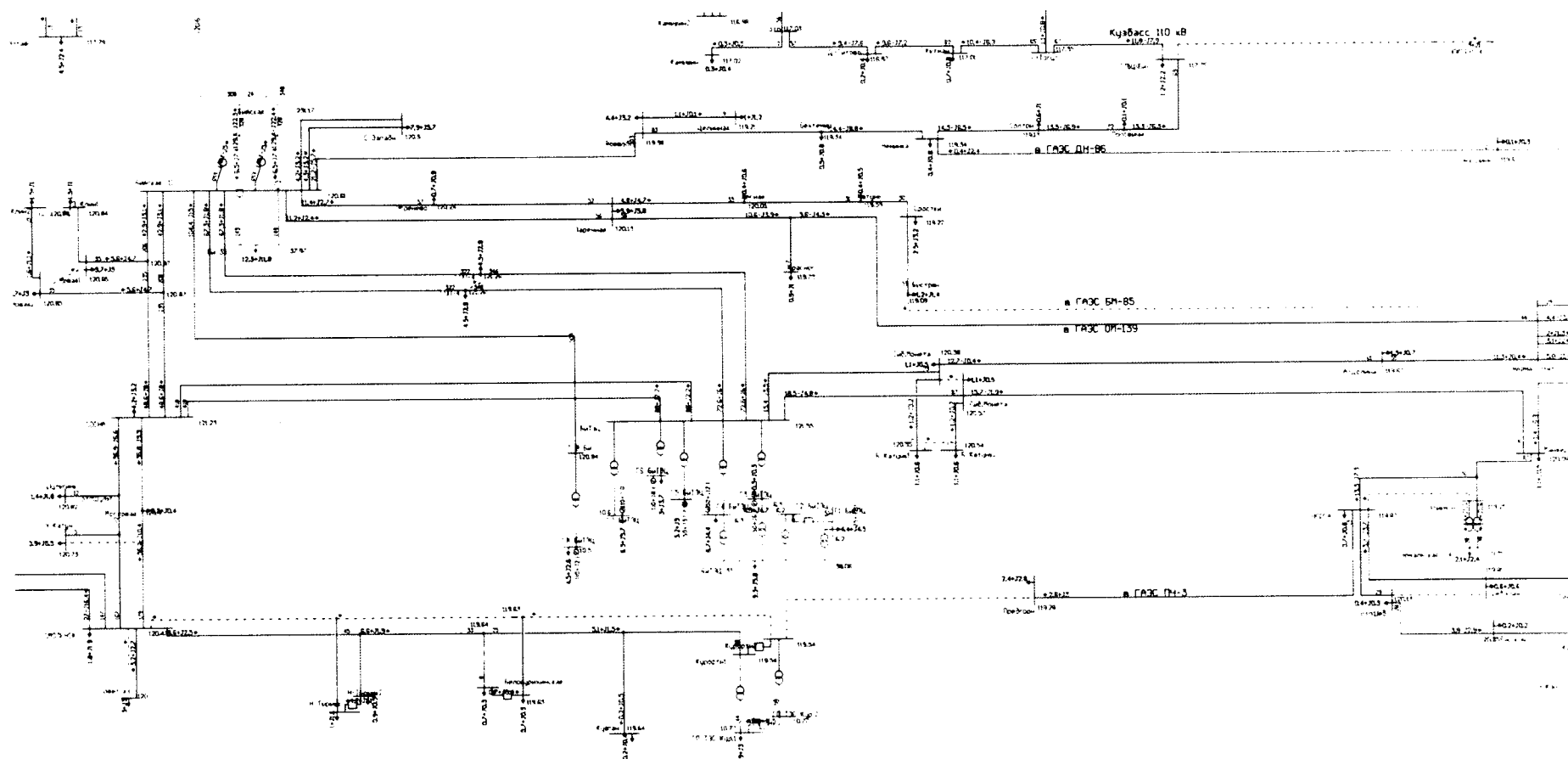


Рисунок 78 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БМ-85 и ВЛ СП-189

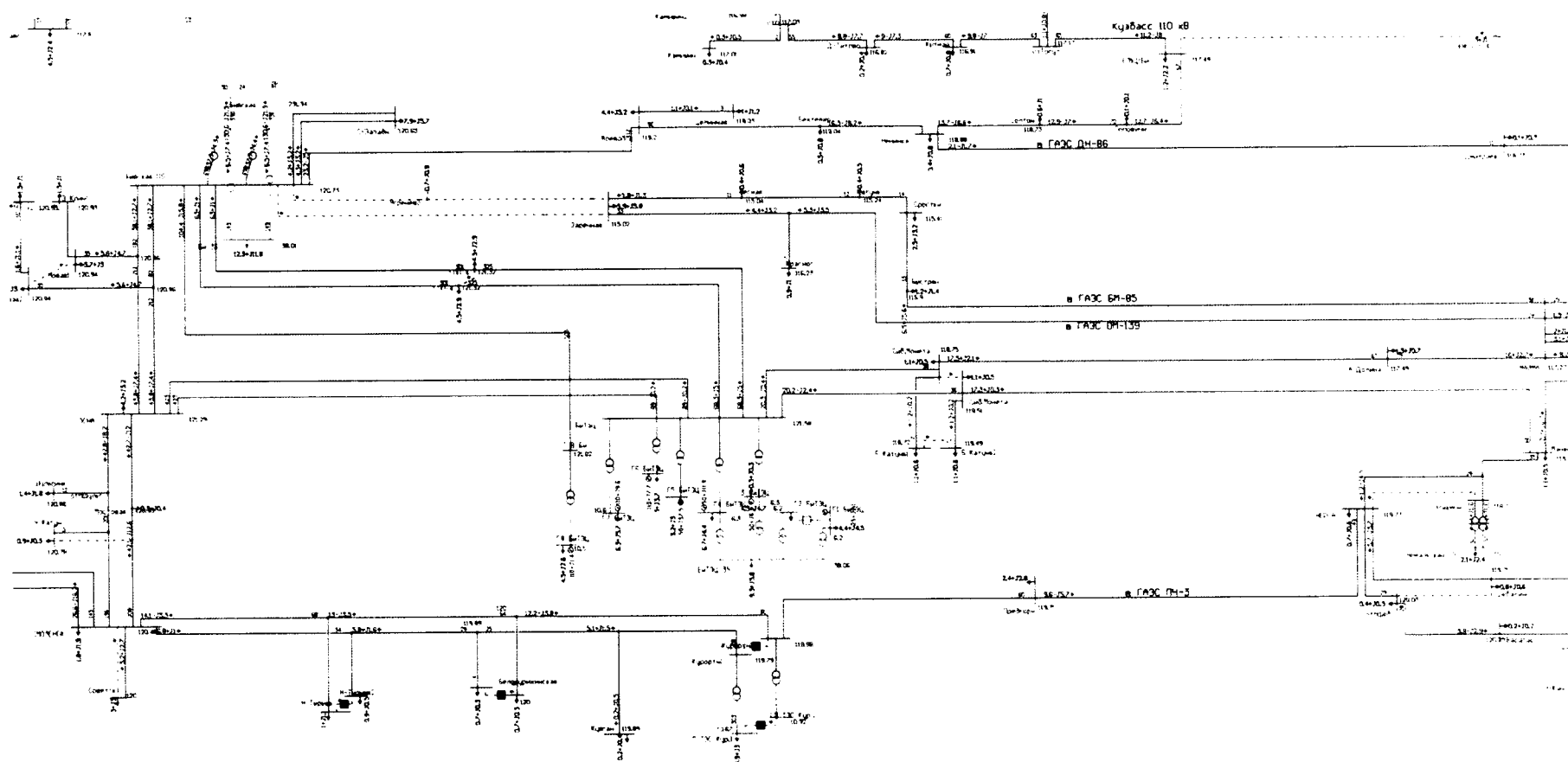


Рисунок 79 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ БЗ-166

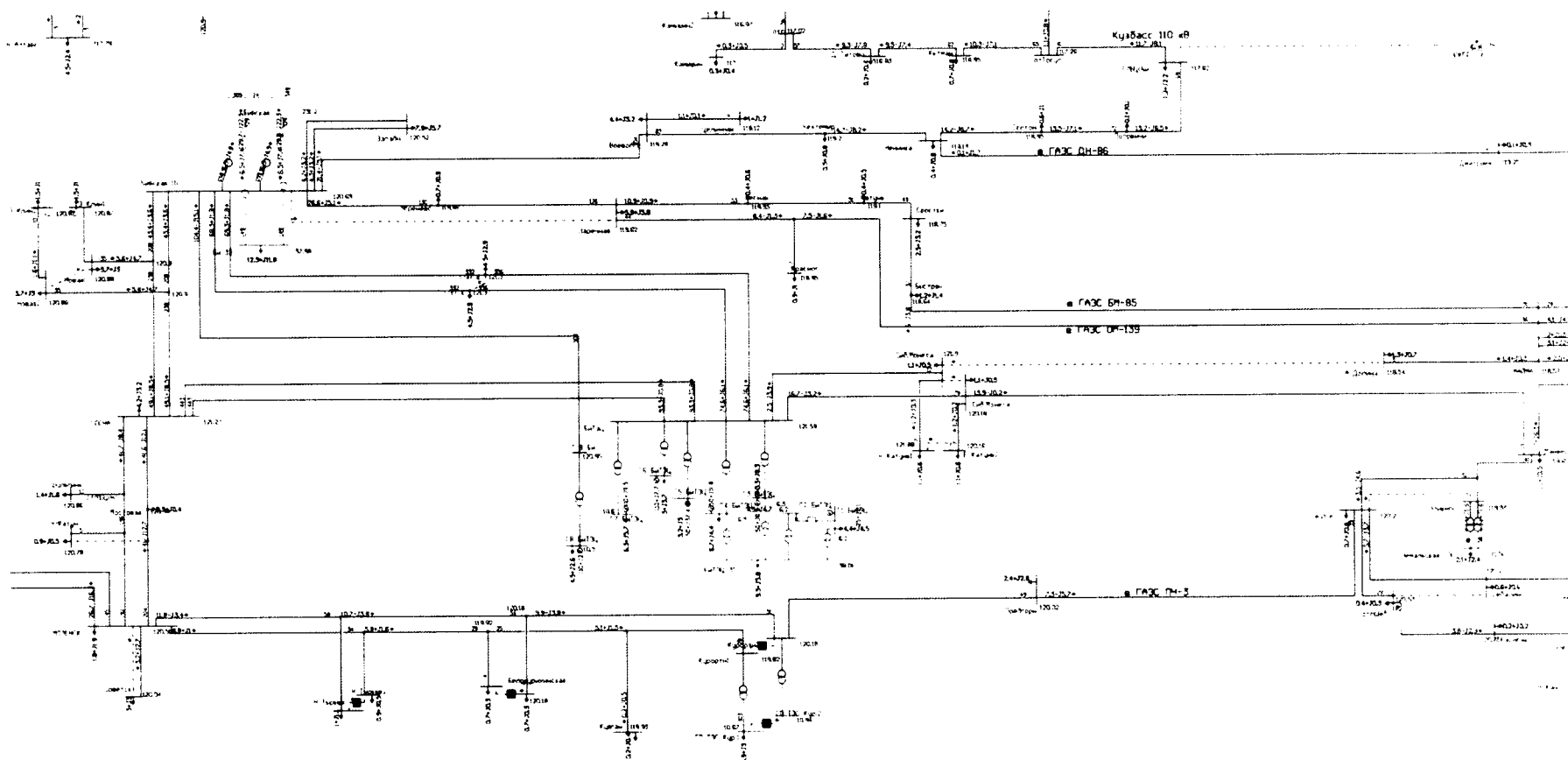


Рисунок 80 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ БЗ-165 и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

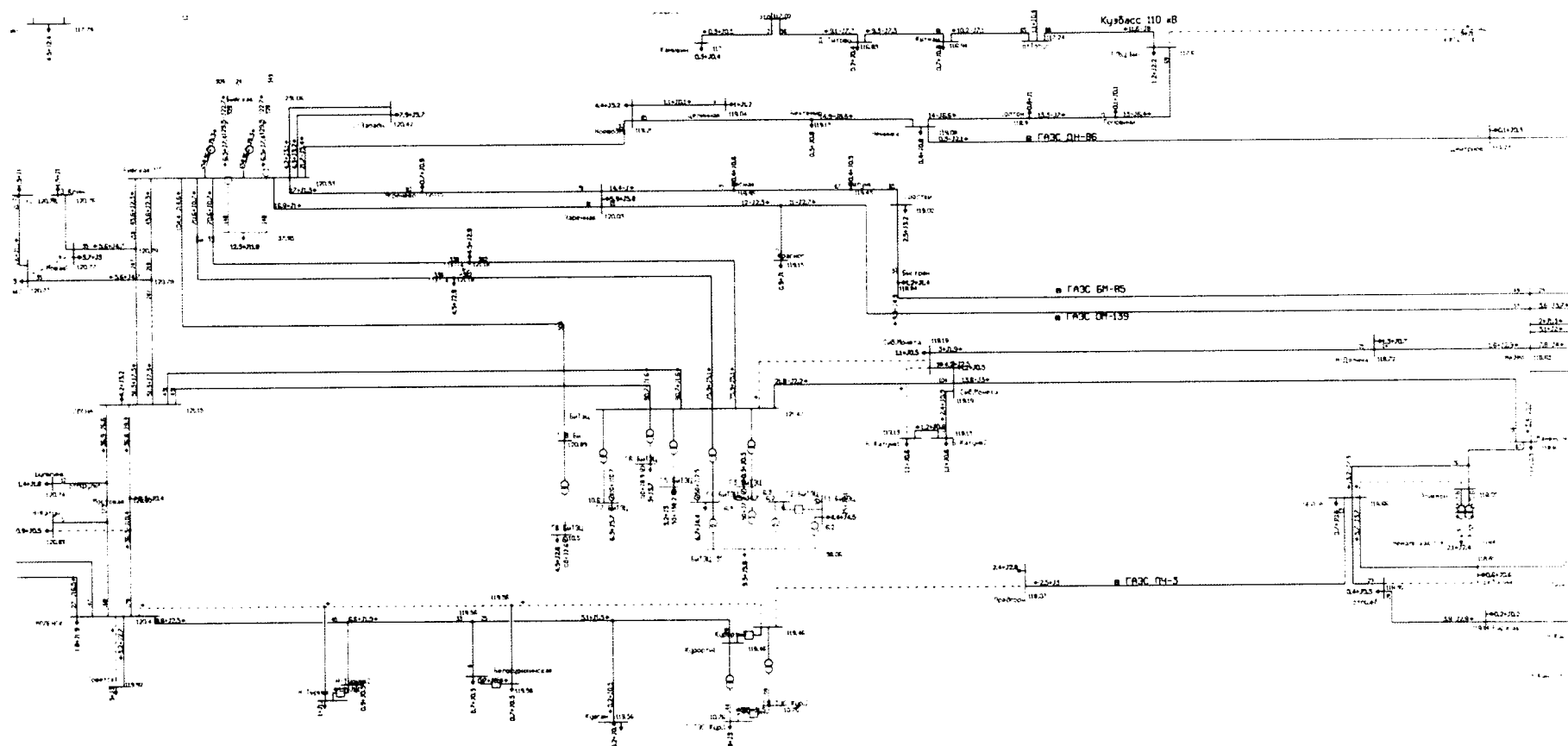


Рисунок 81 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ СП-189 и ВЛ ТК-1

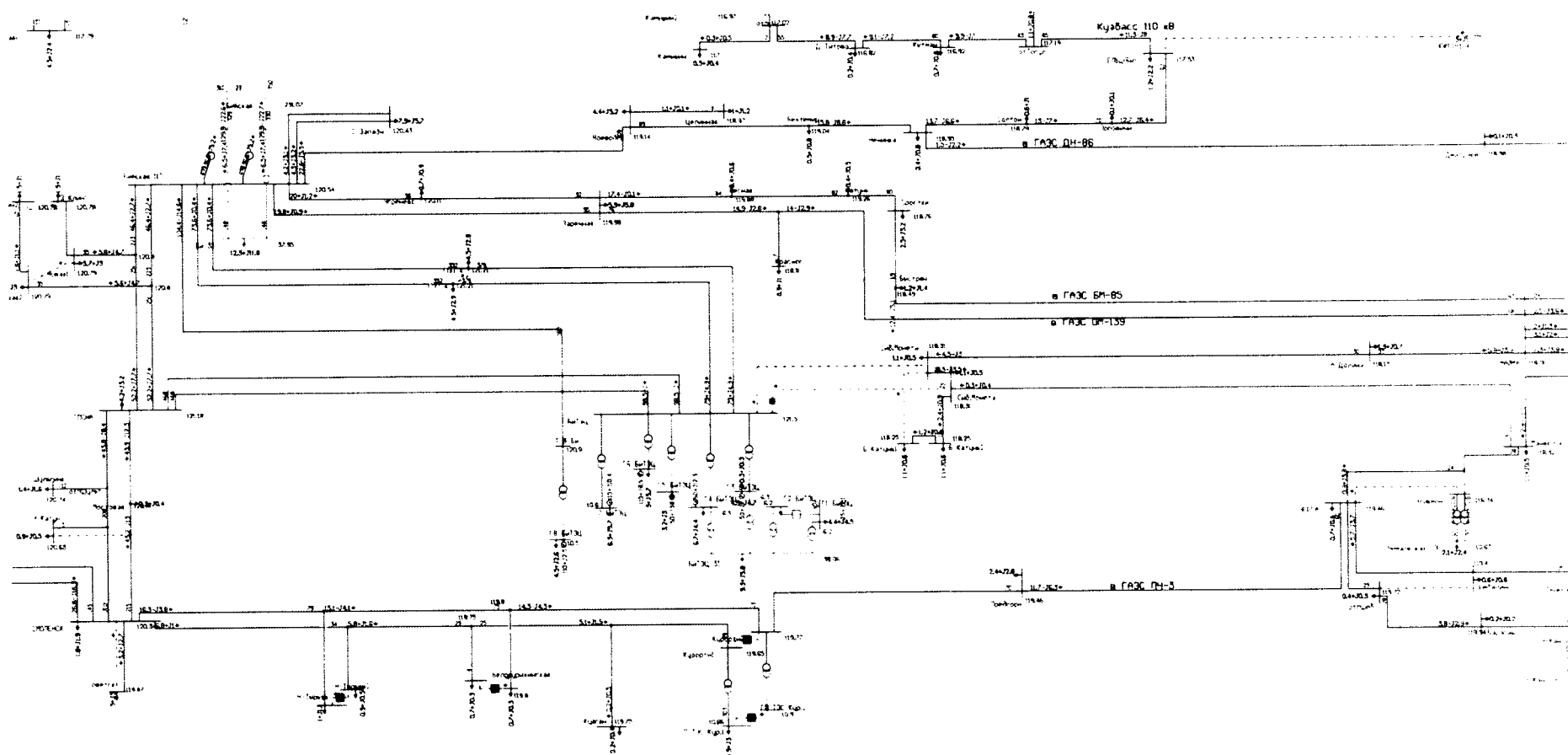


Рисунок 82 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1 и ВЛ ТК-2 на Бийской ТЭЦ

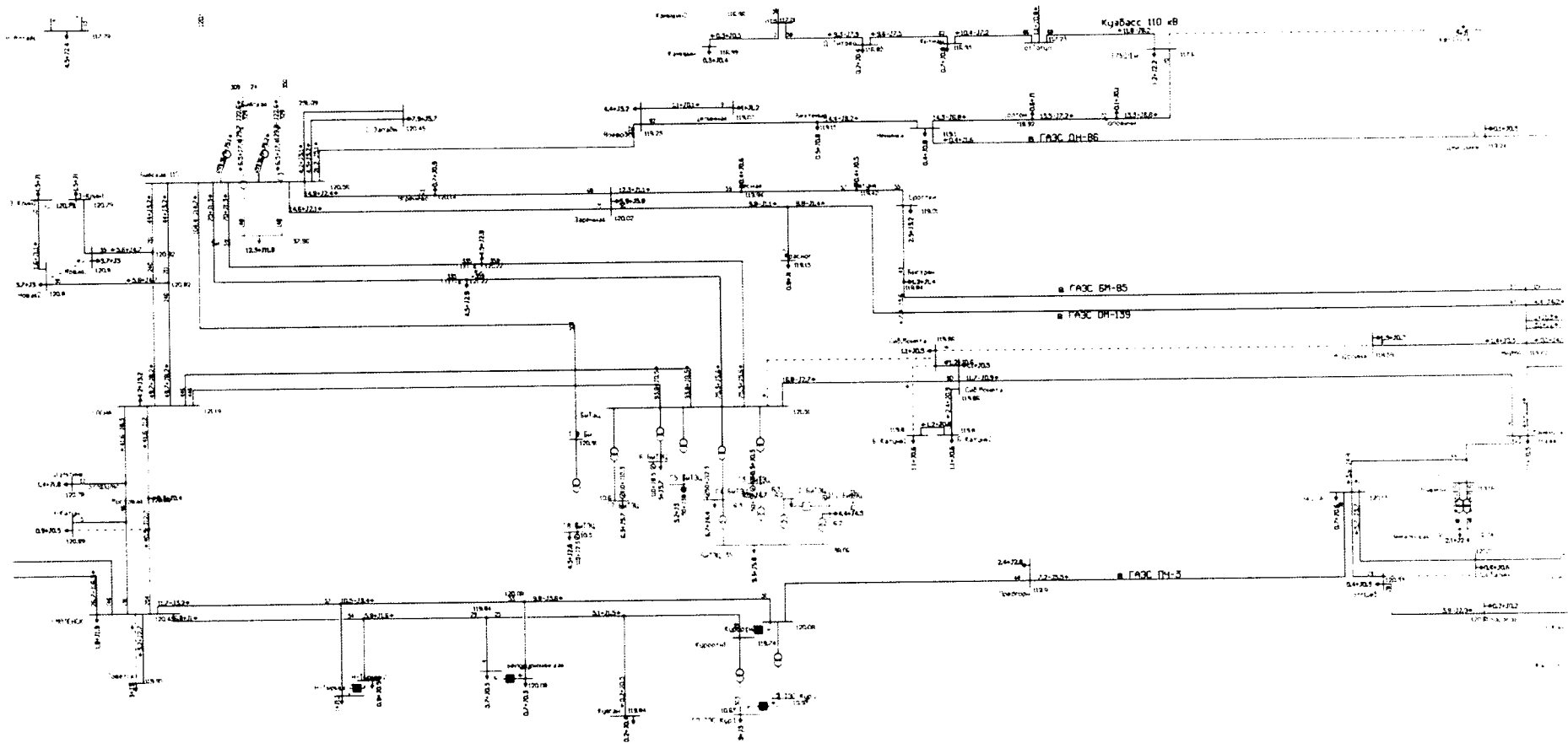


Рисунок 83 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ТК-1 и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина

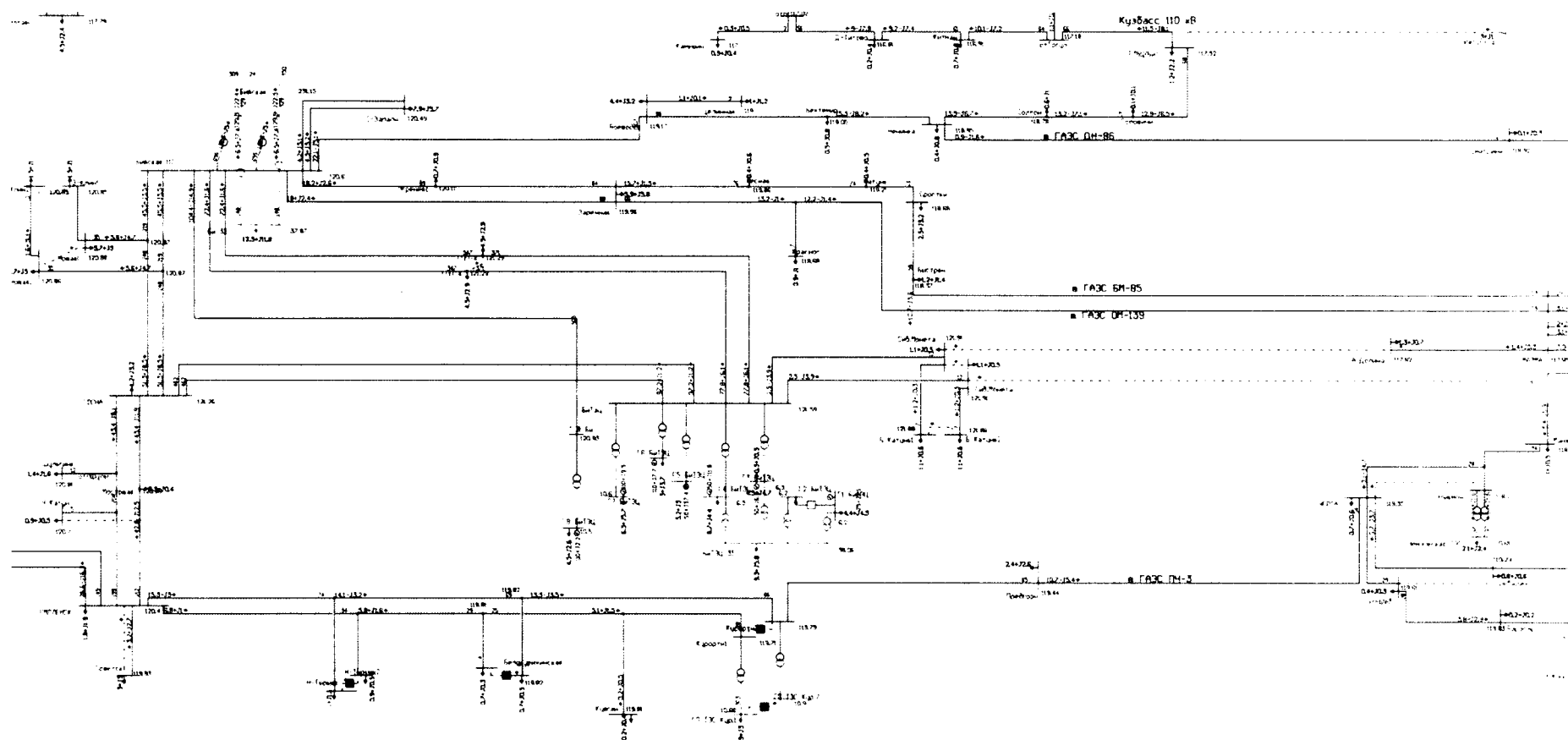


Рисунок 84 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Алтайская долина и ВЛ 110 кВ Сибирская монета – Манжерокская

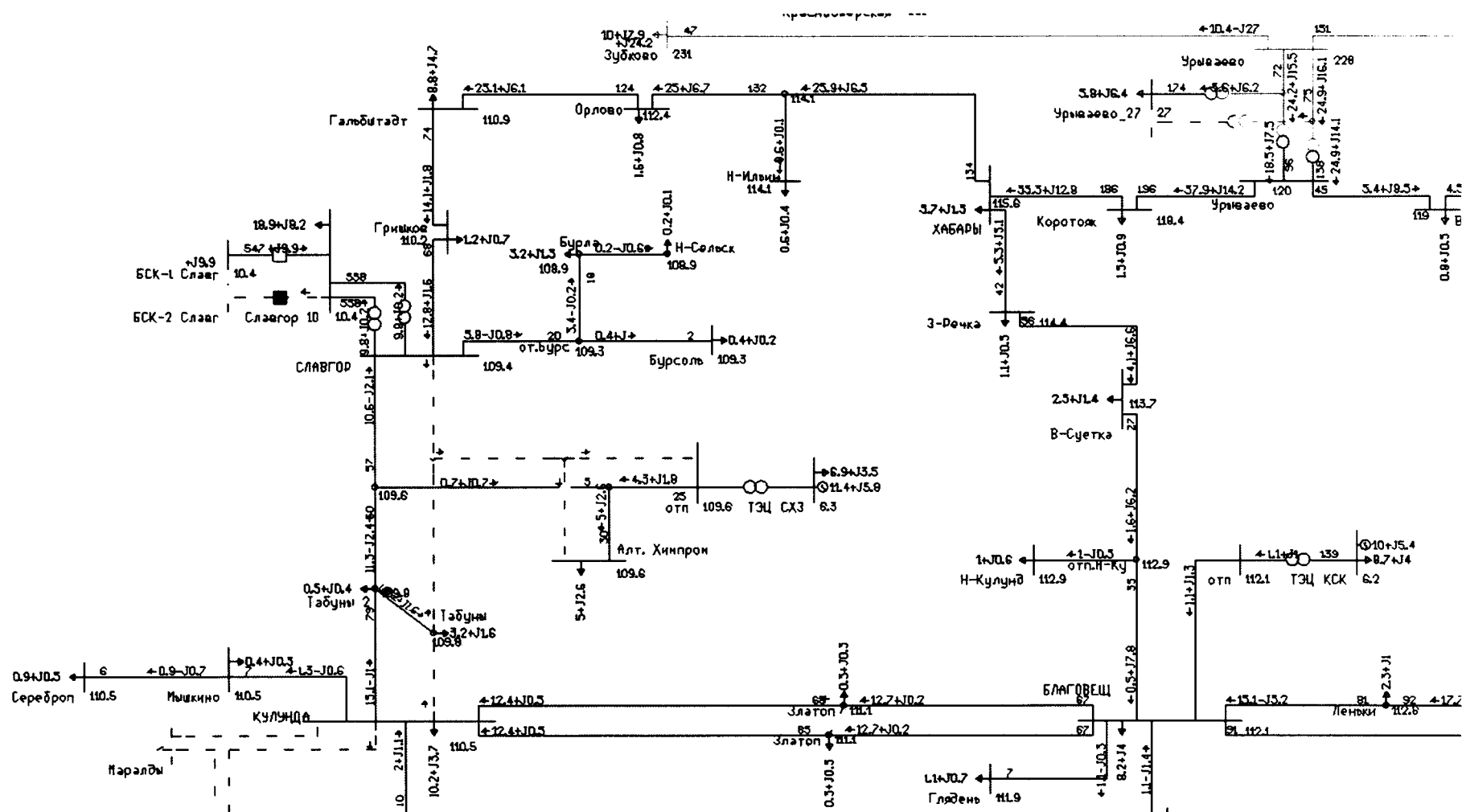


Рисунок 89 - Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ КС-116

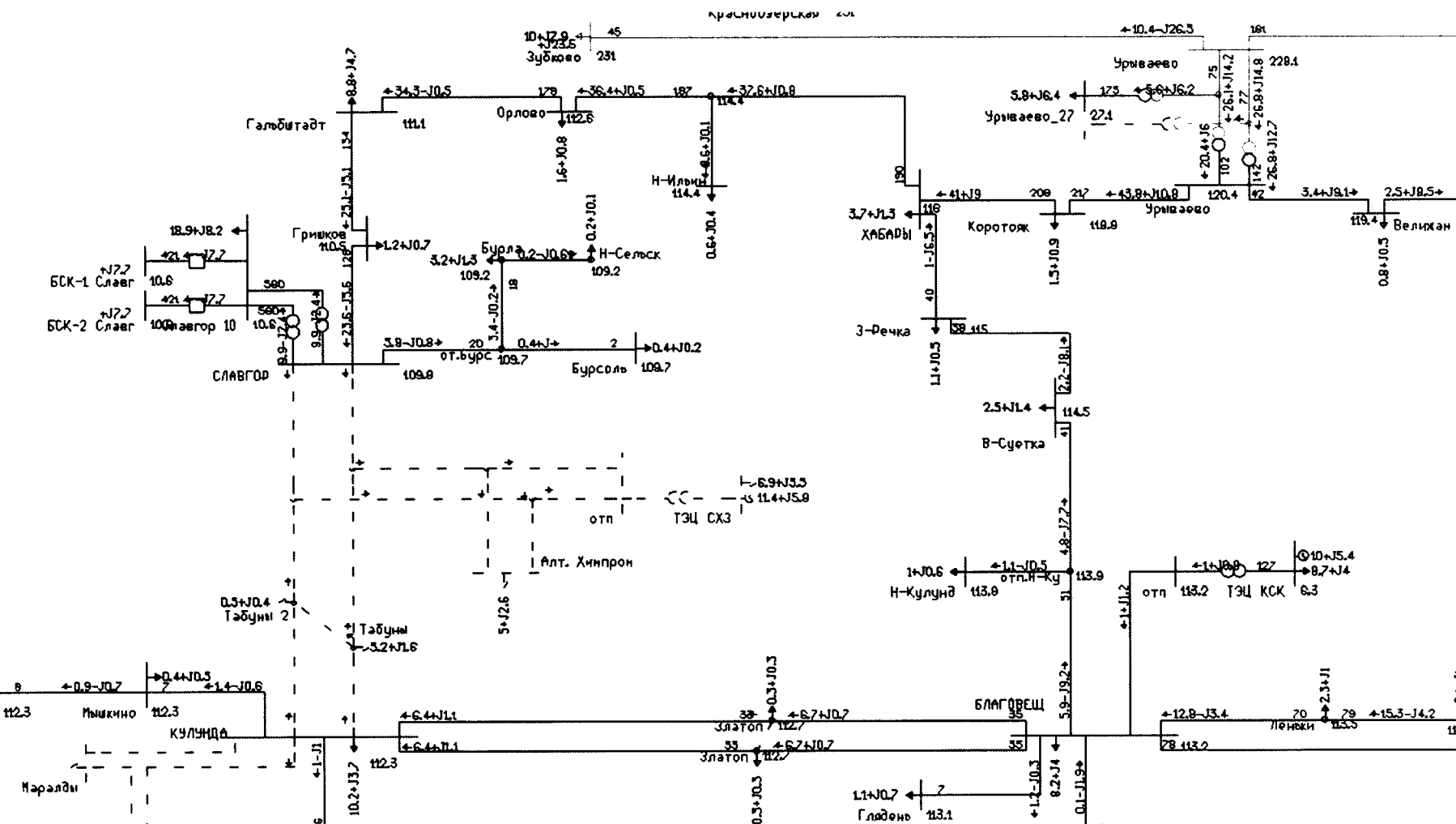
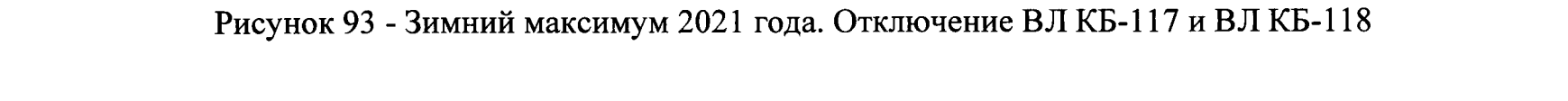


Рисунок 92 - Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ КС-115 и ВЛ КС-116



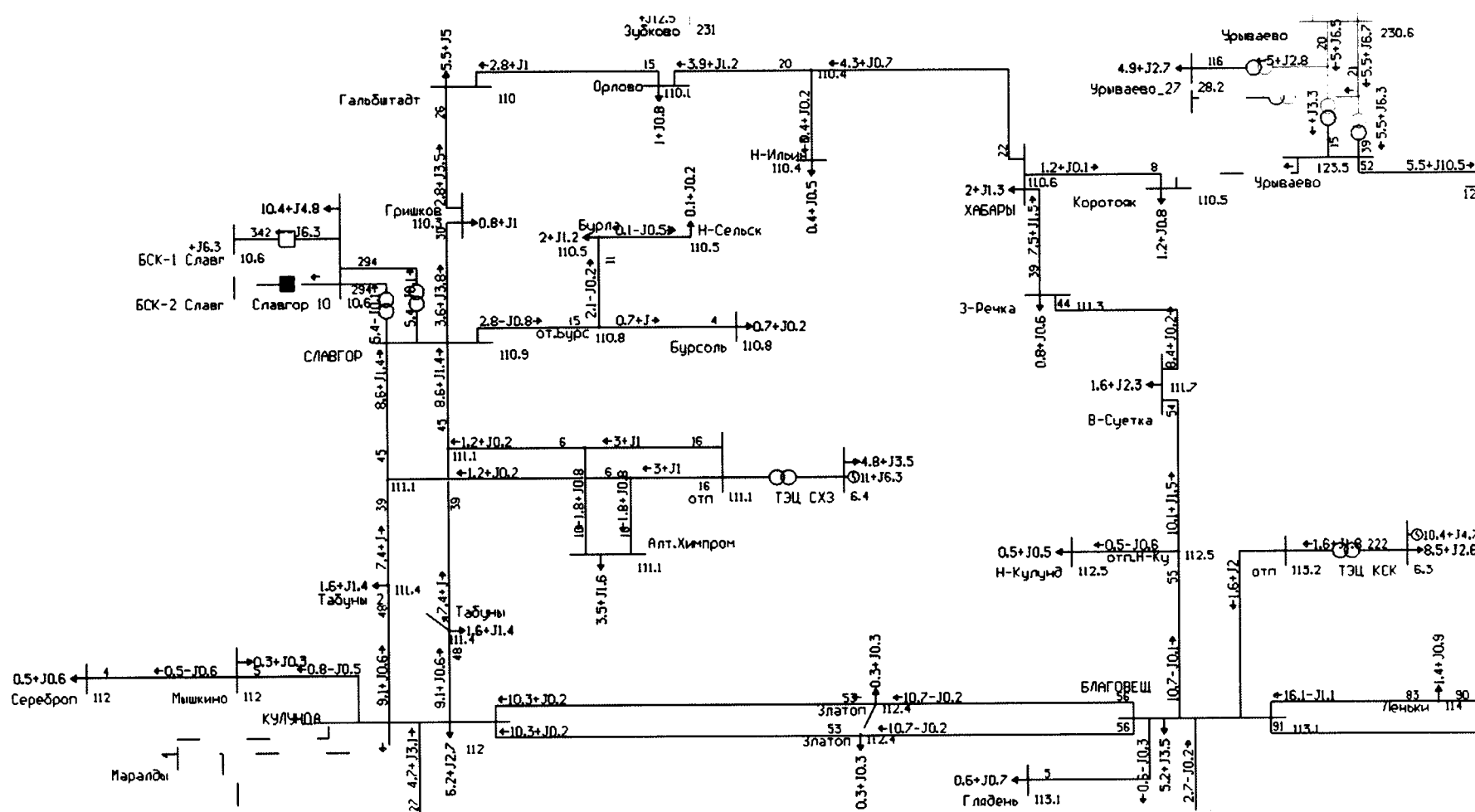


Рисунок 96 - Зимний минимум 2021 года.Отключение ВЛ УК-15

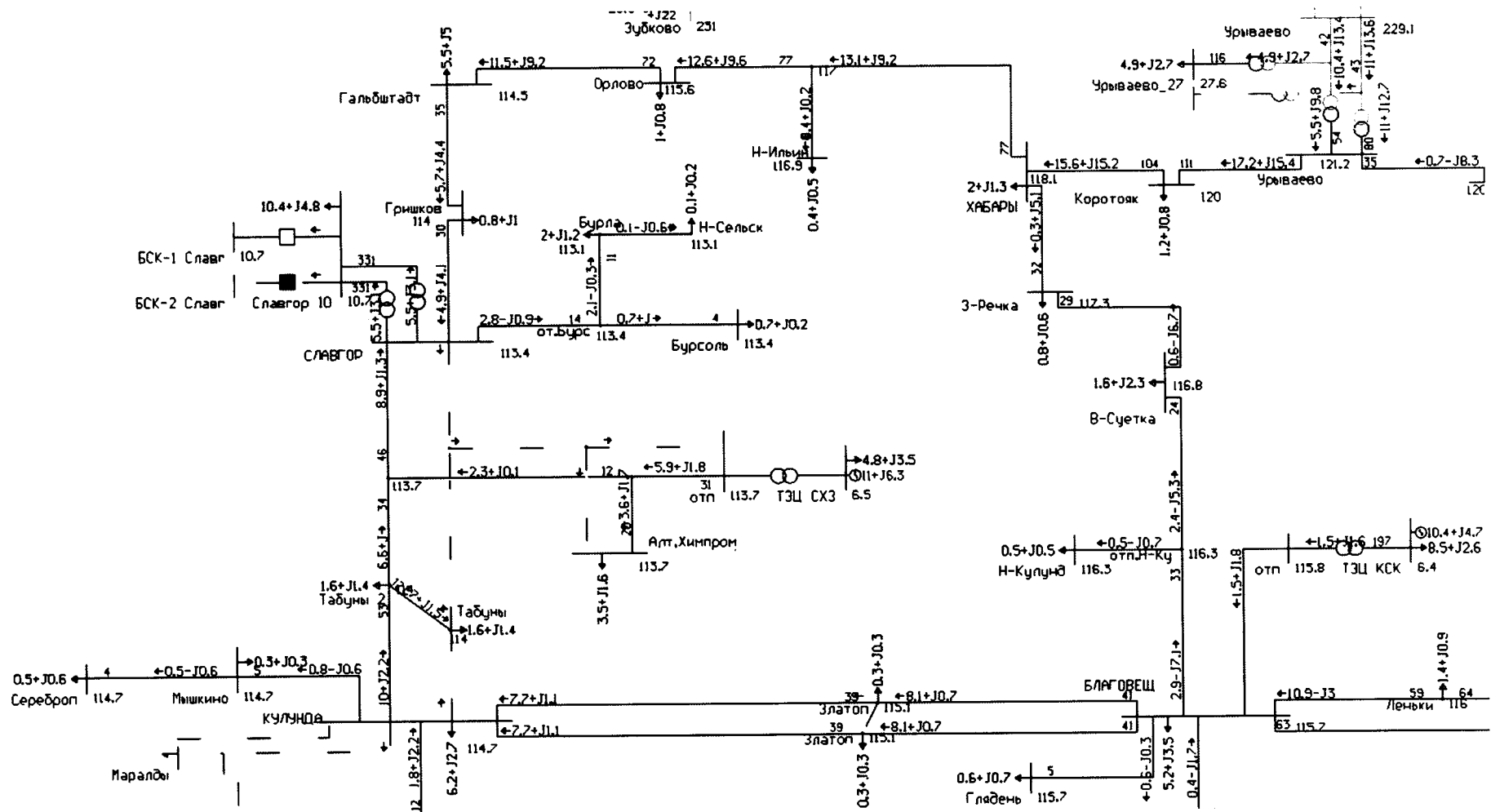


Рисунок 99 - Зимний минимум 2021 года.Отключение ВЛ КС-116

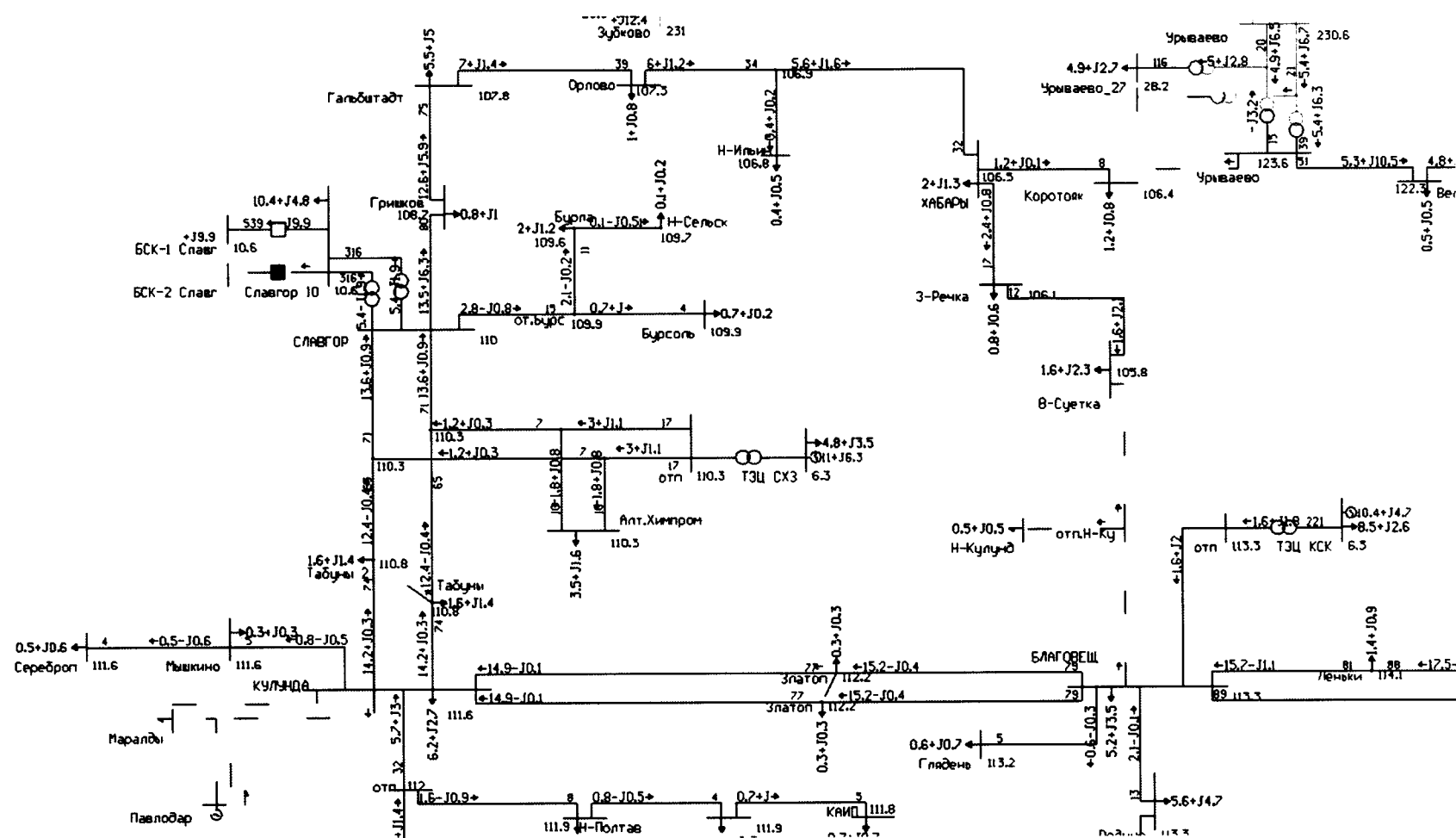
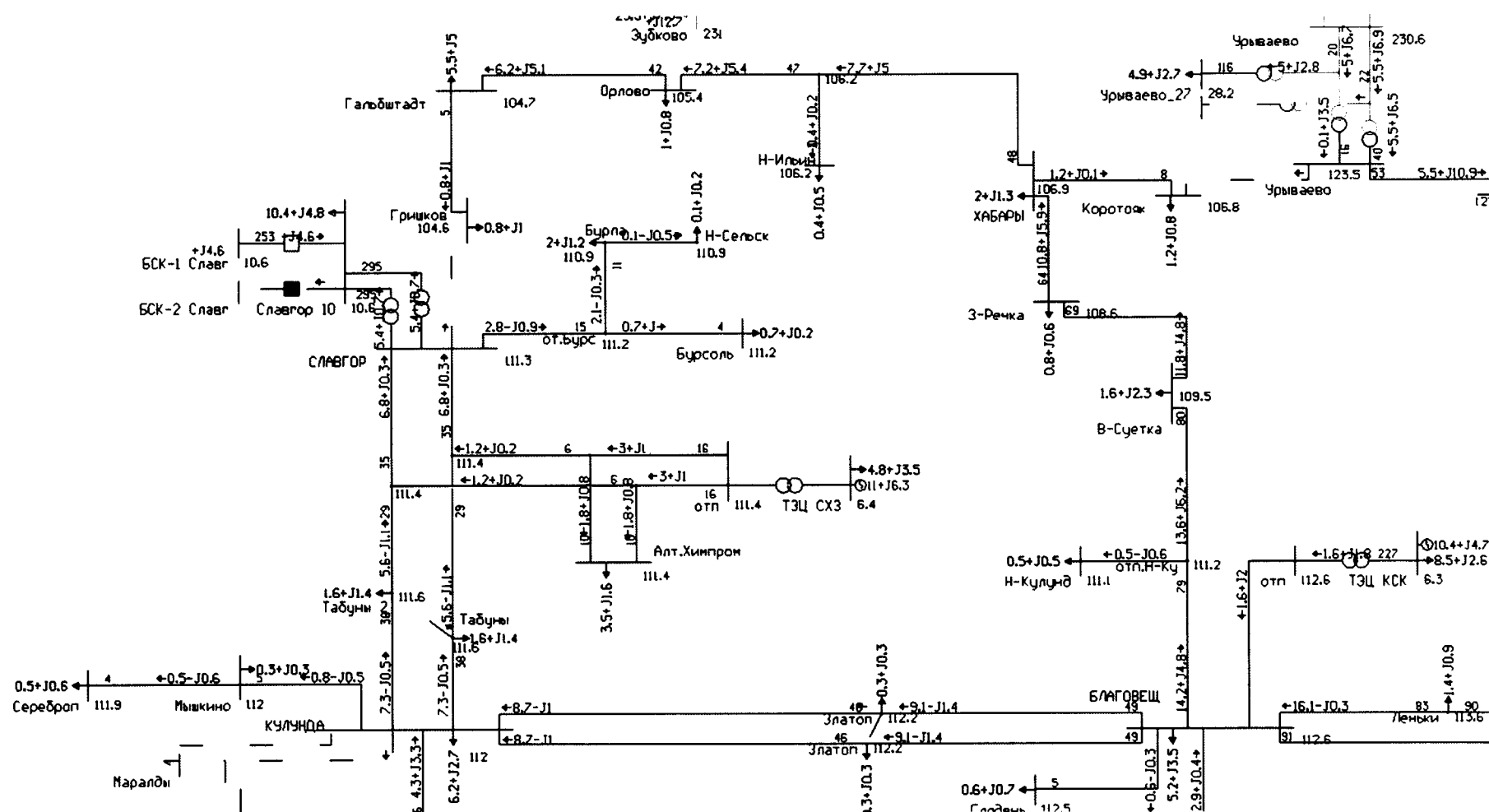


Рисунок 101 - Зимний минимум 2021 года.Отключение ВЛ УК-15 и ВЛ БС-127



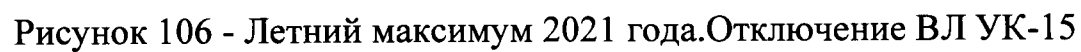


Рисунок 106 - Летний максимум 2021 года.Отключение ВЛ УК-15

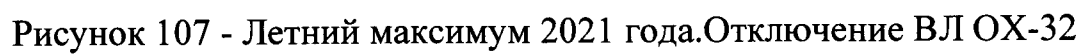


Рисунок 107 - Летний максимум 2021 года.Отключение ВЛ ОХ-32

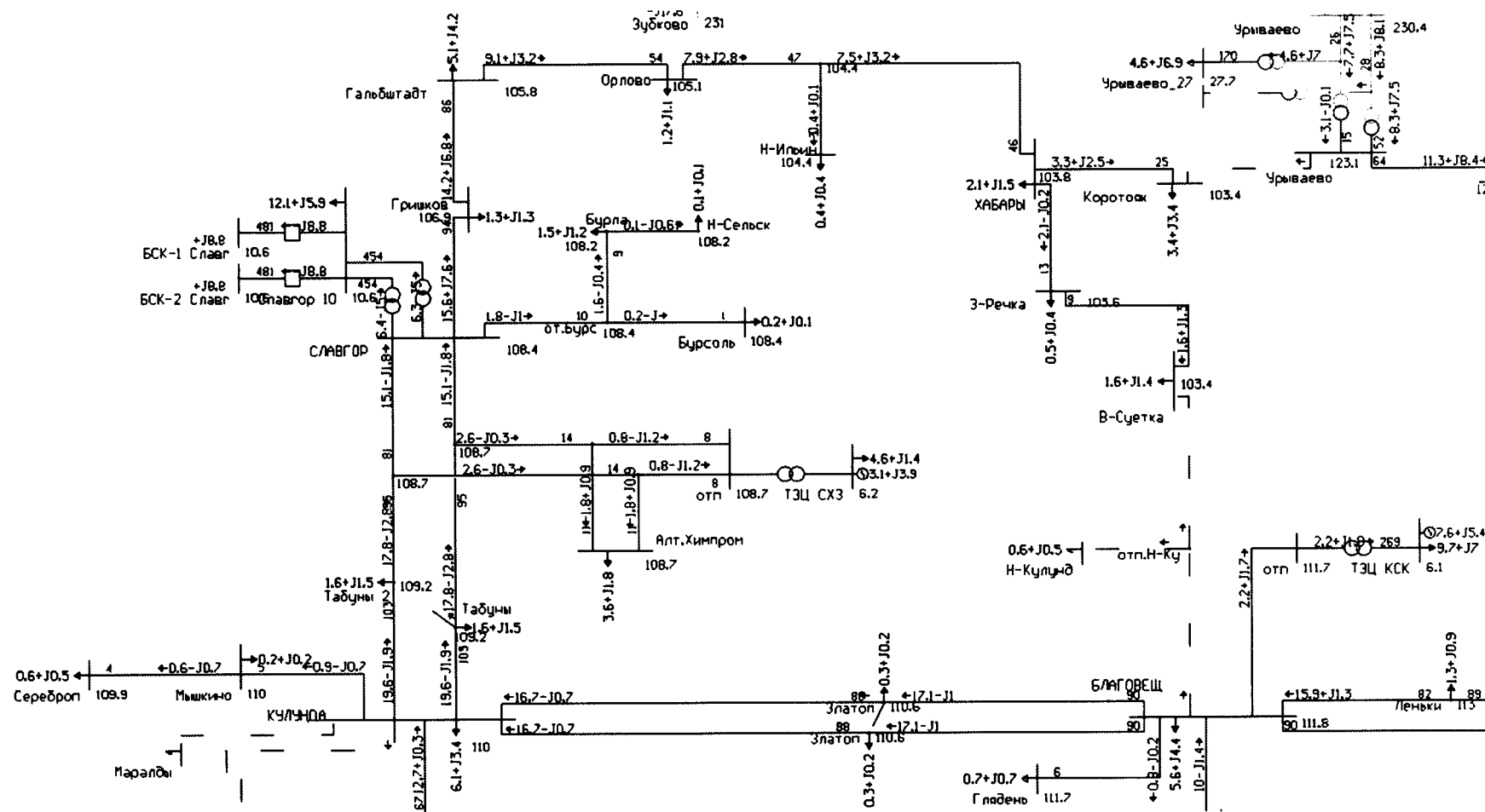
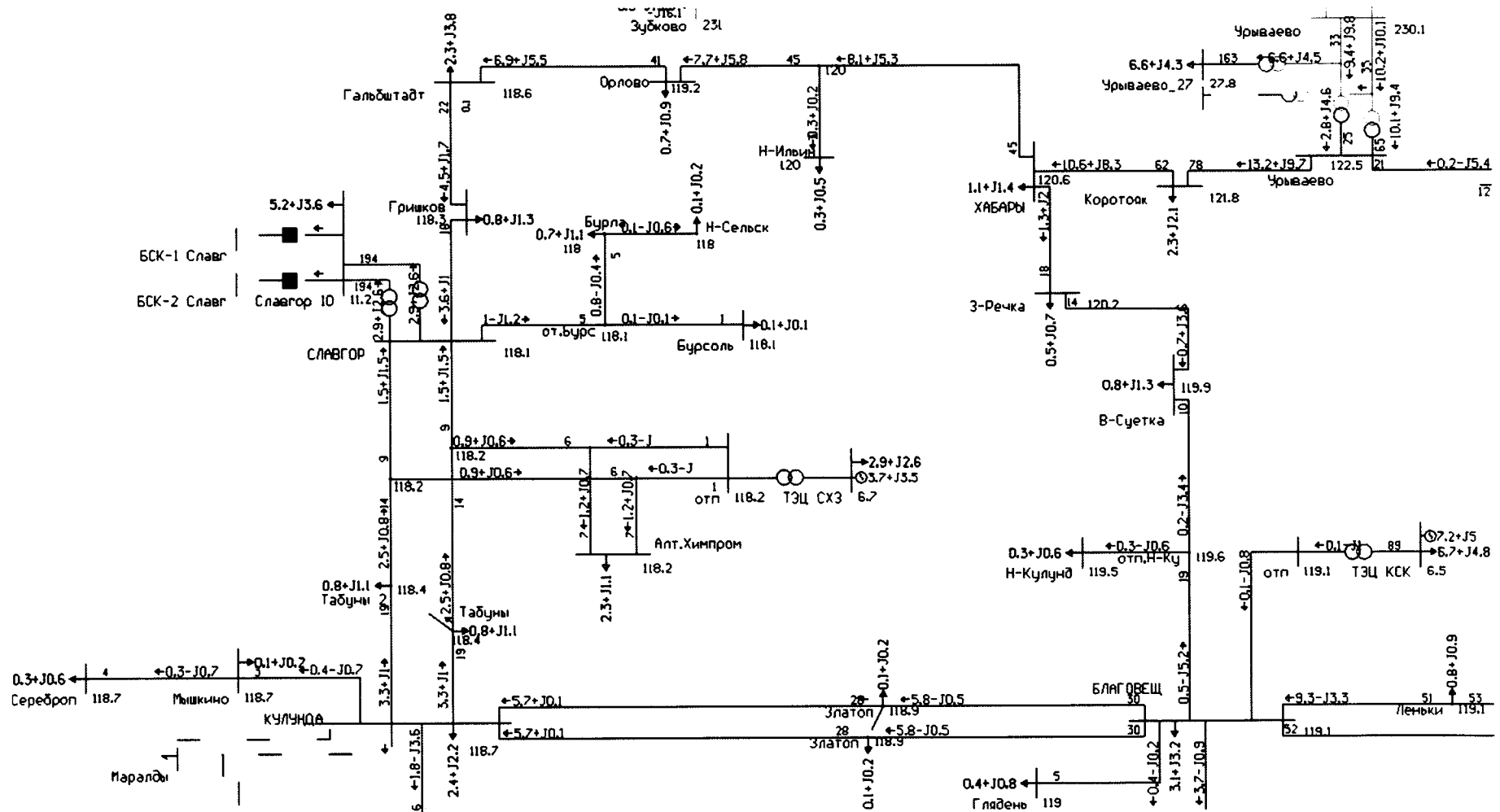
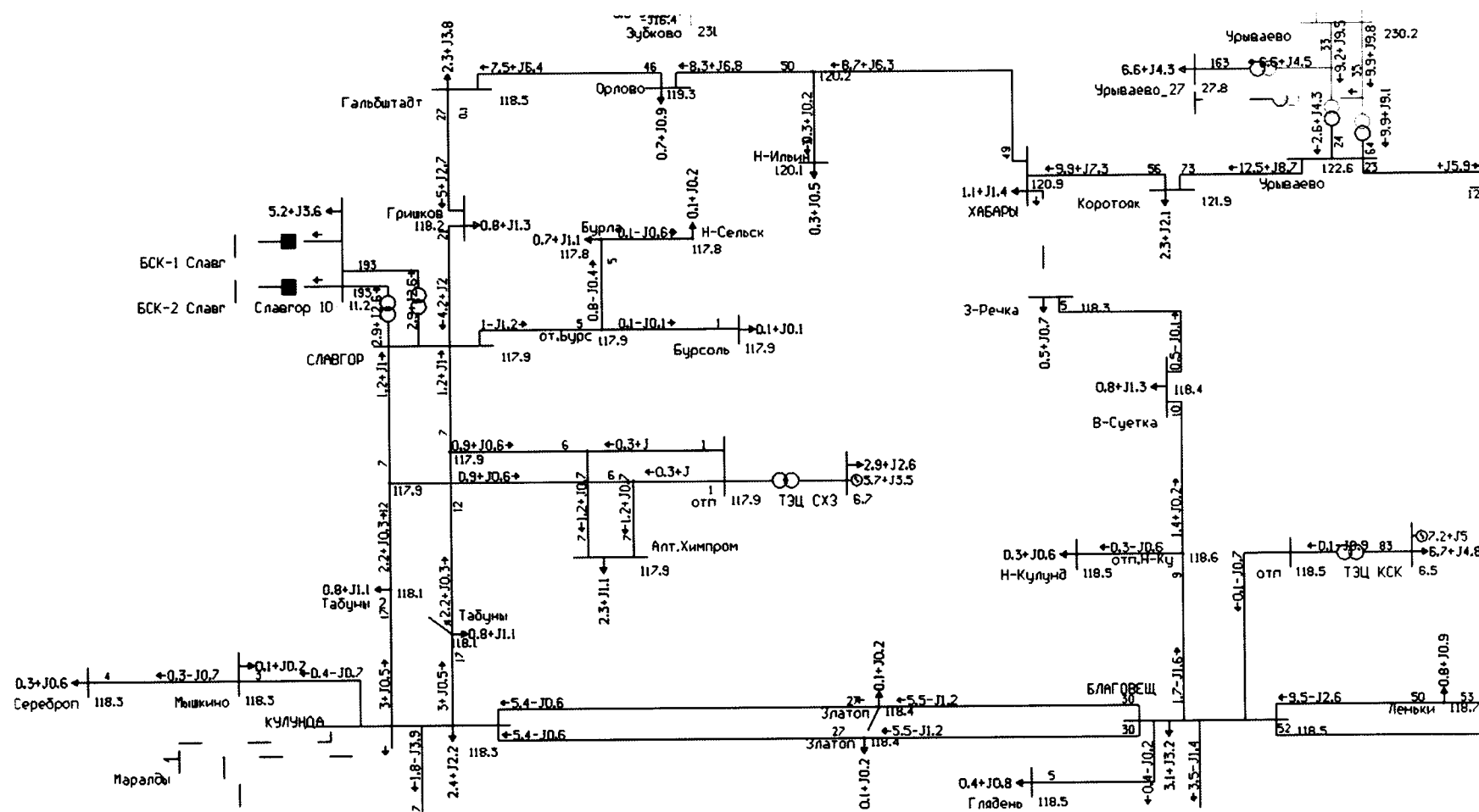
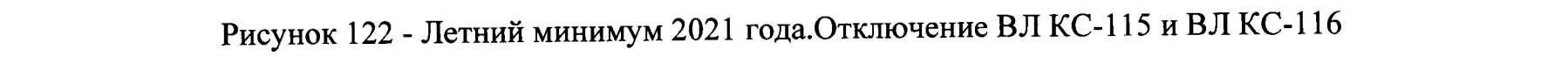


Рисунок 111 - Летний максимум 2021 года.Отключение ВЛ УК-15 и ВЛ БС-127

Рисунок 112 - Летний максимум 2021 года.Отключение ВЛ КС-115 и ВЛ КС-116







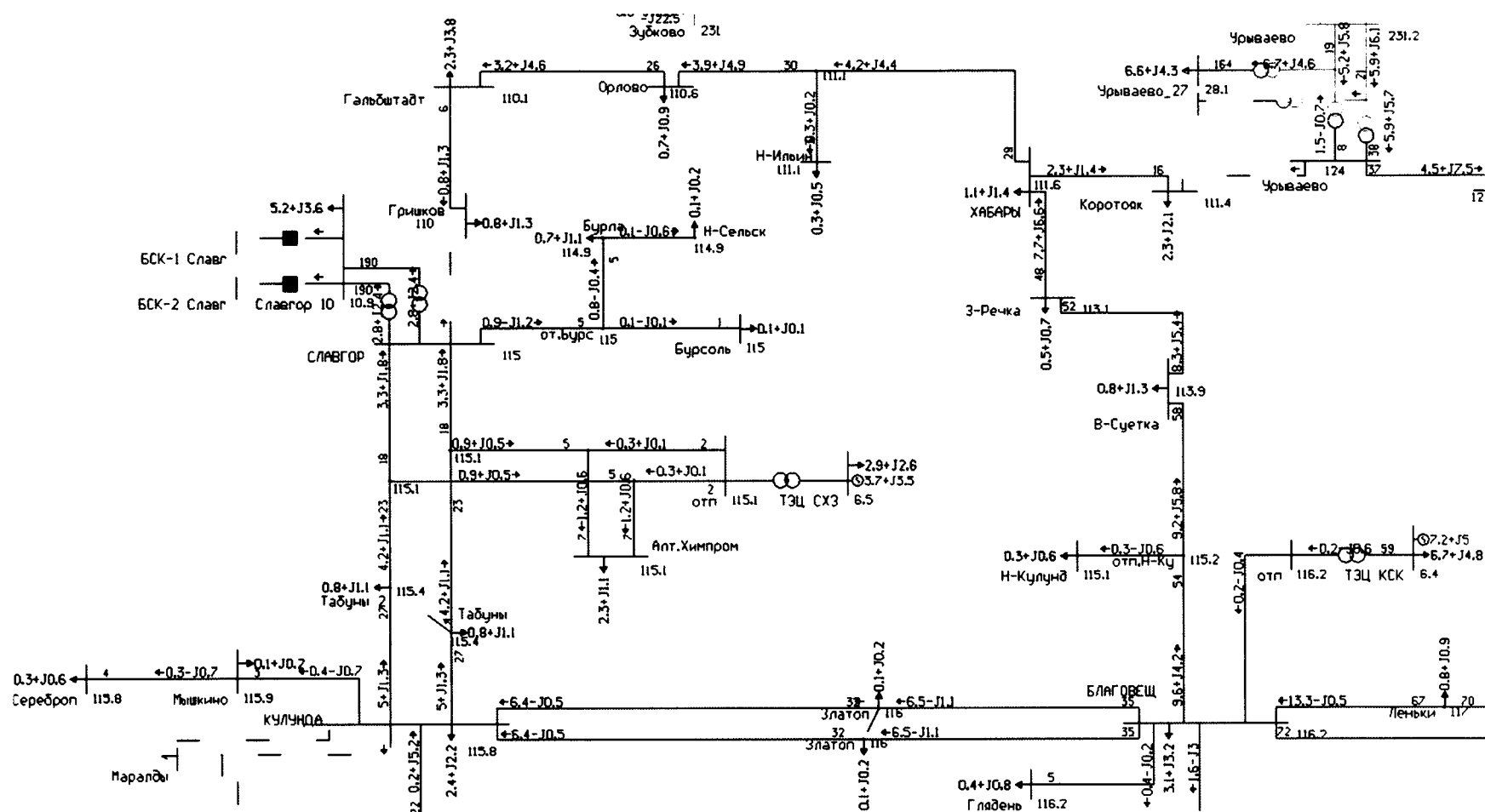


Рисунок 124 - Летний минимум 2021 года.Отключение ВЛ УК-15 и ВЛ СГ-119

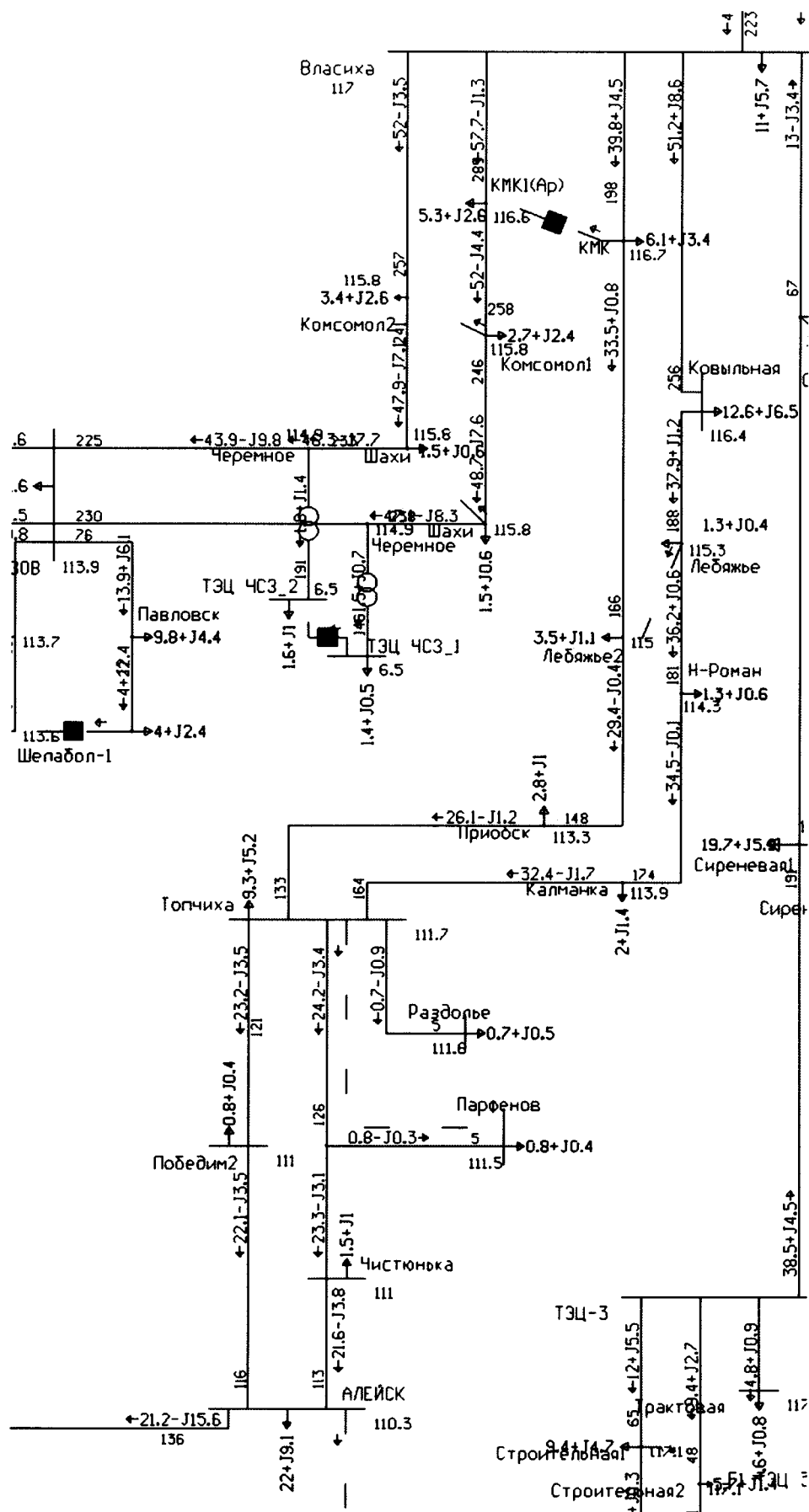


Рисунок 128 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ АО-155

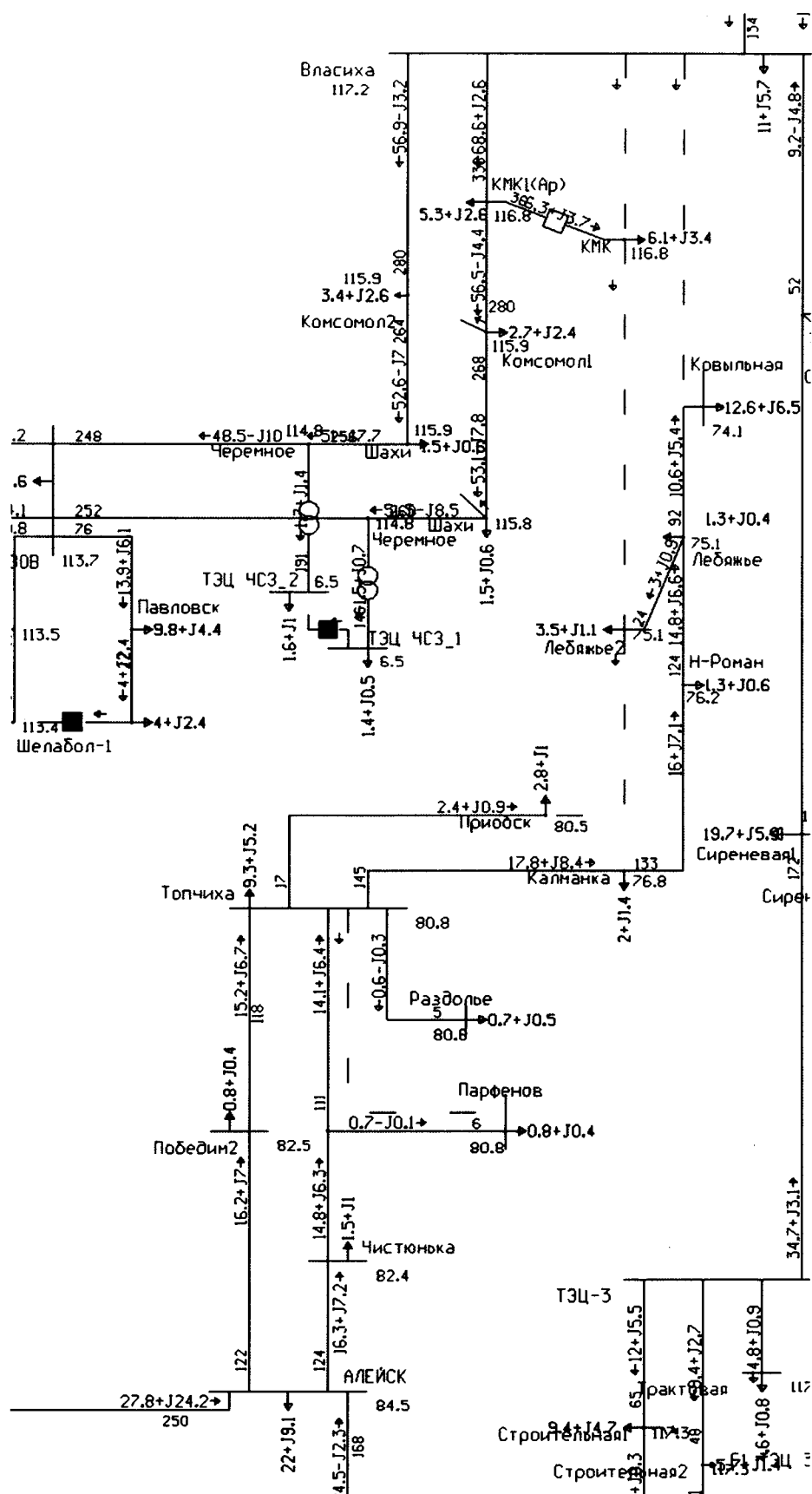


Рисунок 131 – Зимний максимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная и ВЛ ВП-52

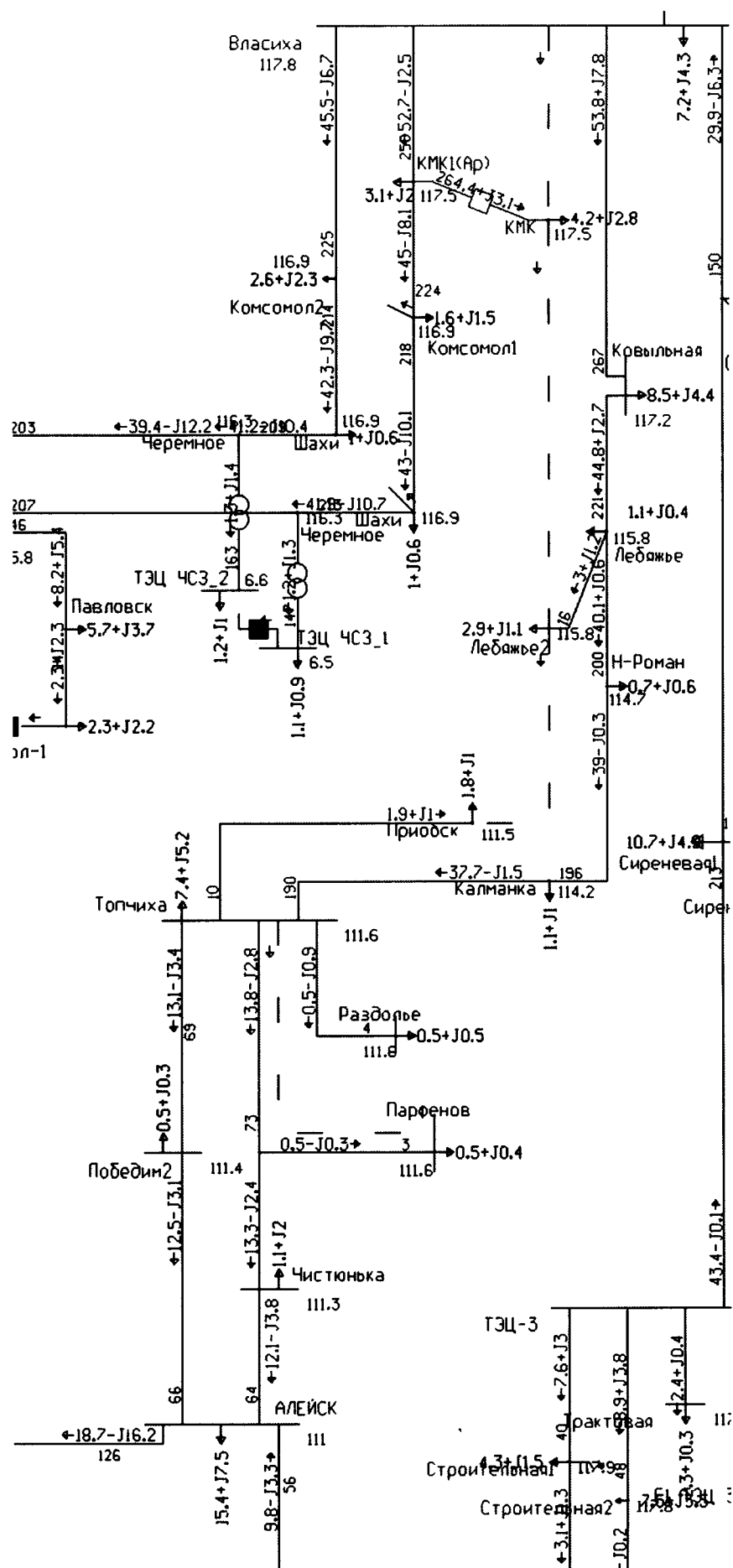


Рисунок 135 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ВП-52

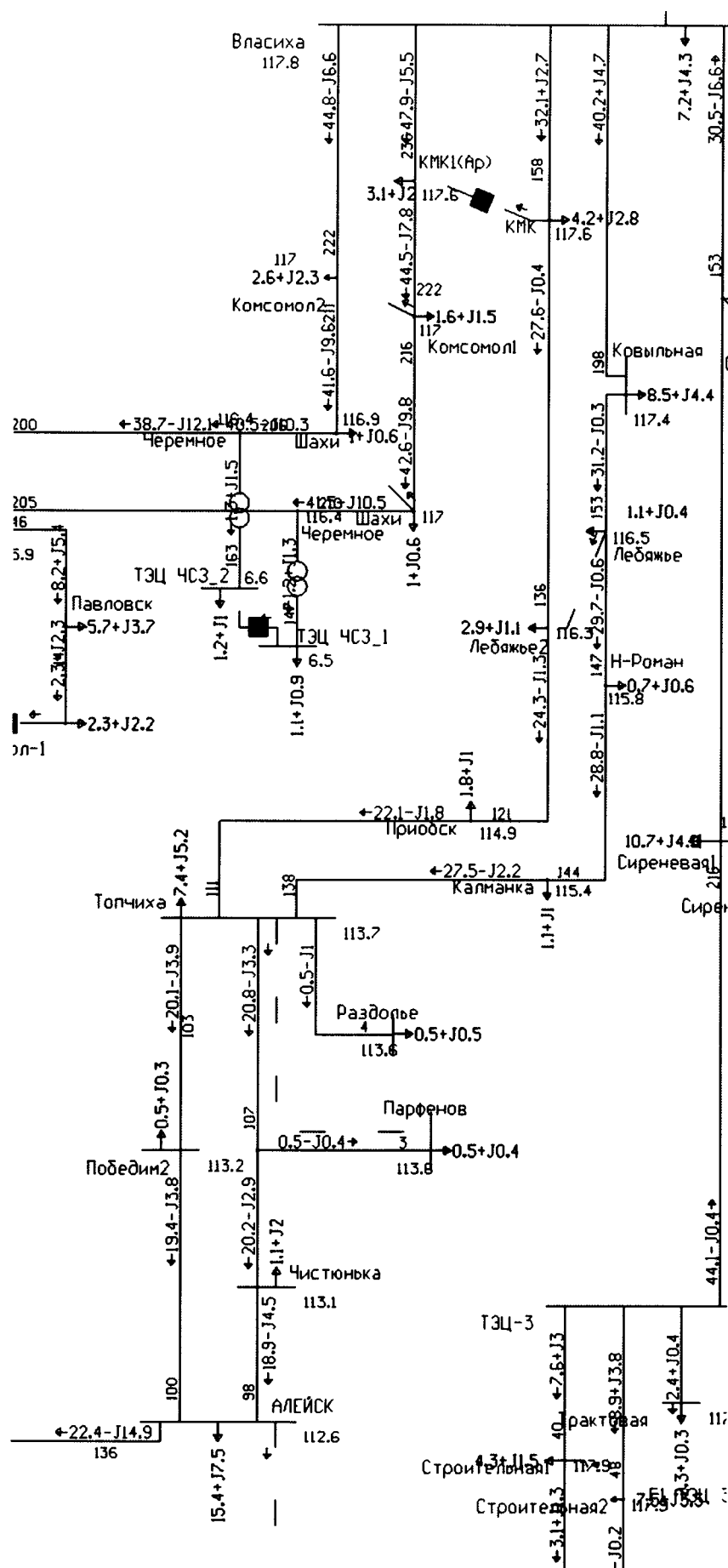


Рисунок 136 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ АО-155

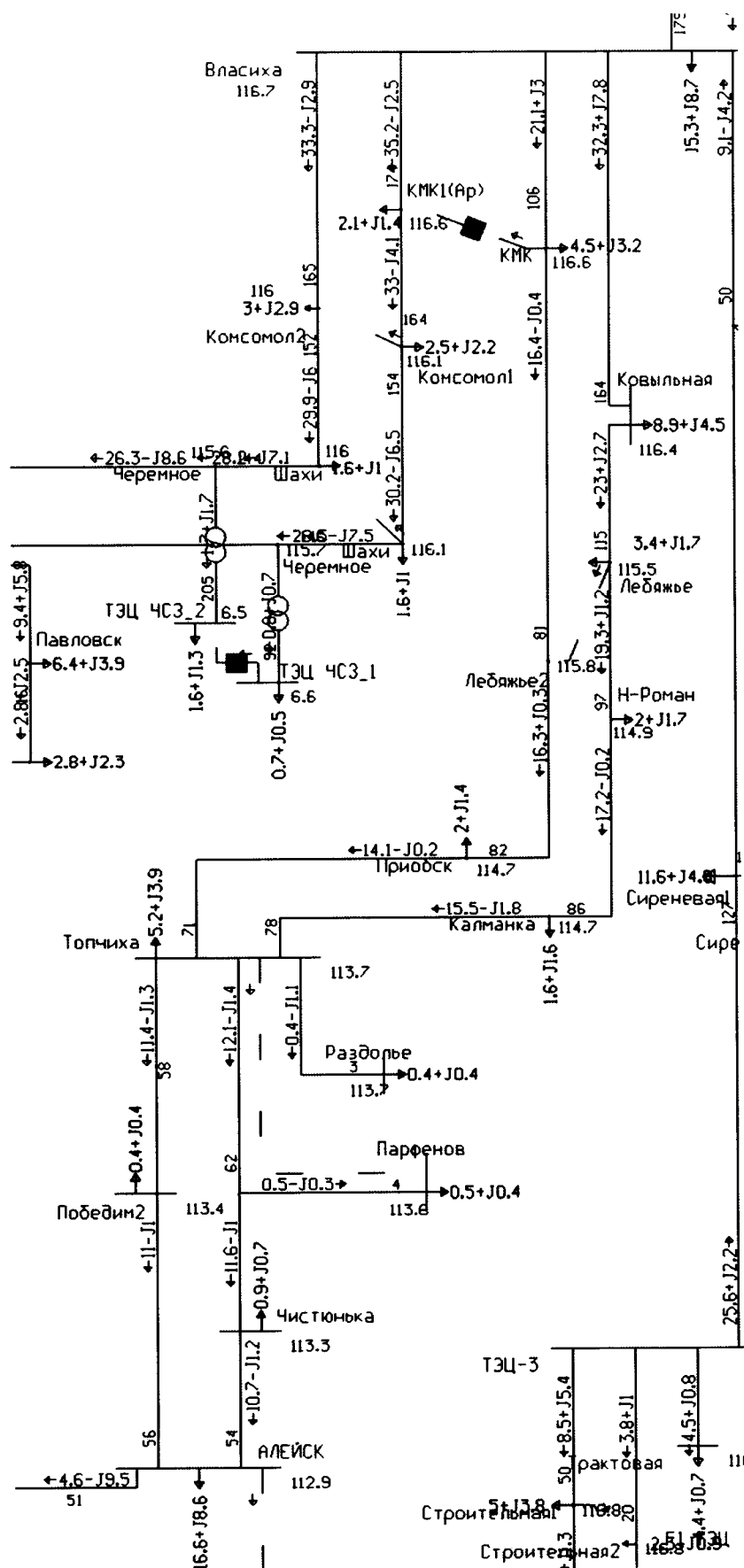


Рисунок 143 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ АО-155

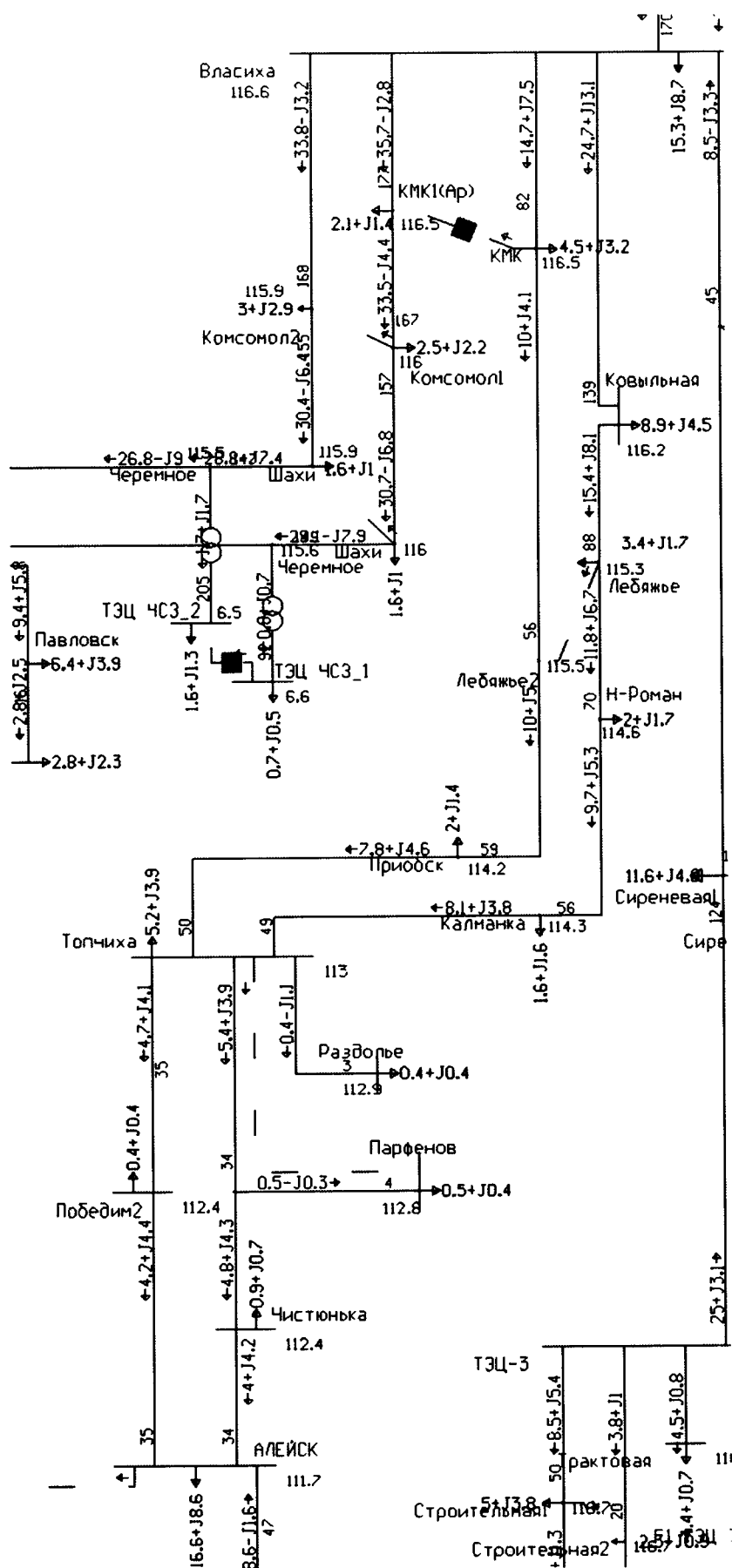


Рисунок 144 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ КА-421

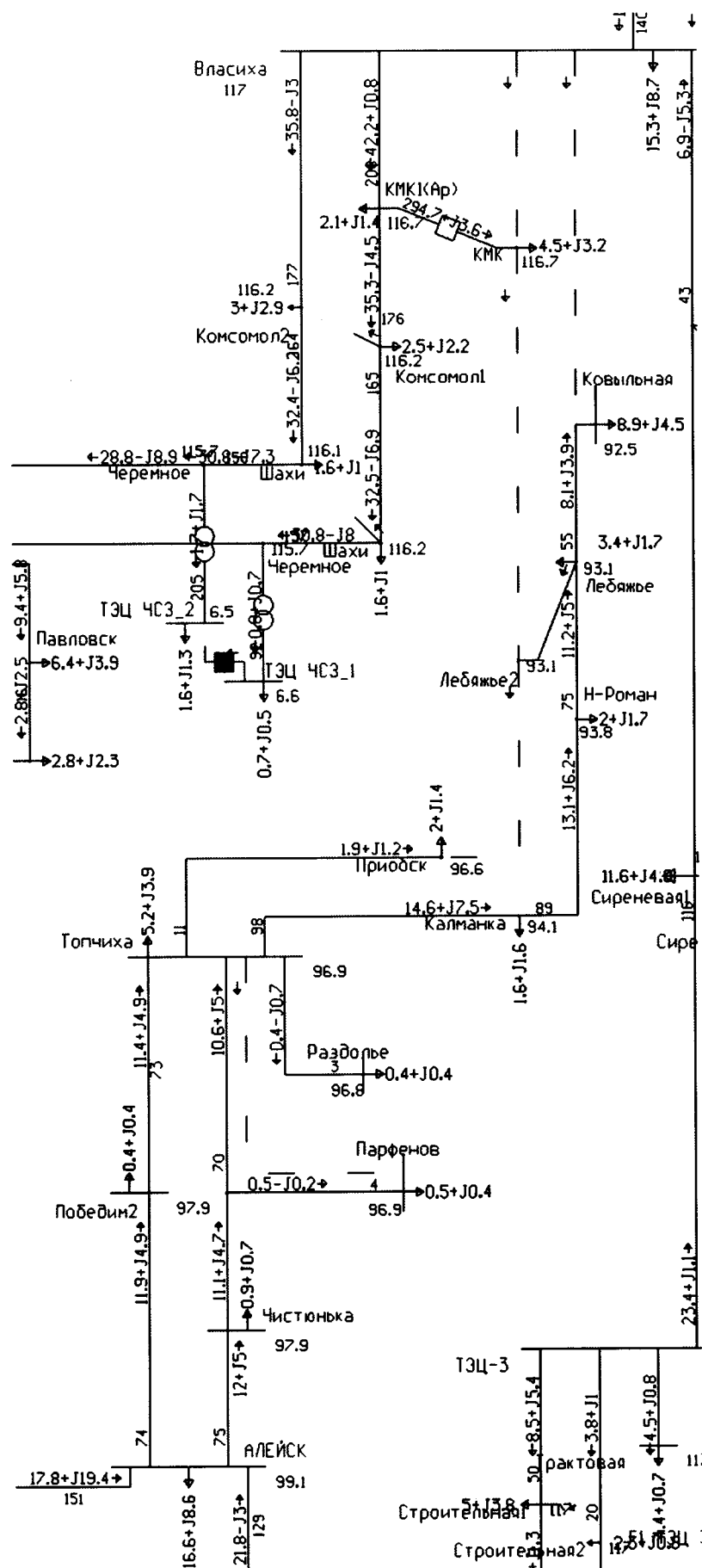


Рисунок 146 – Летний максимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная и ВЛ ВП-52

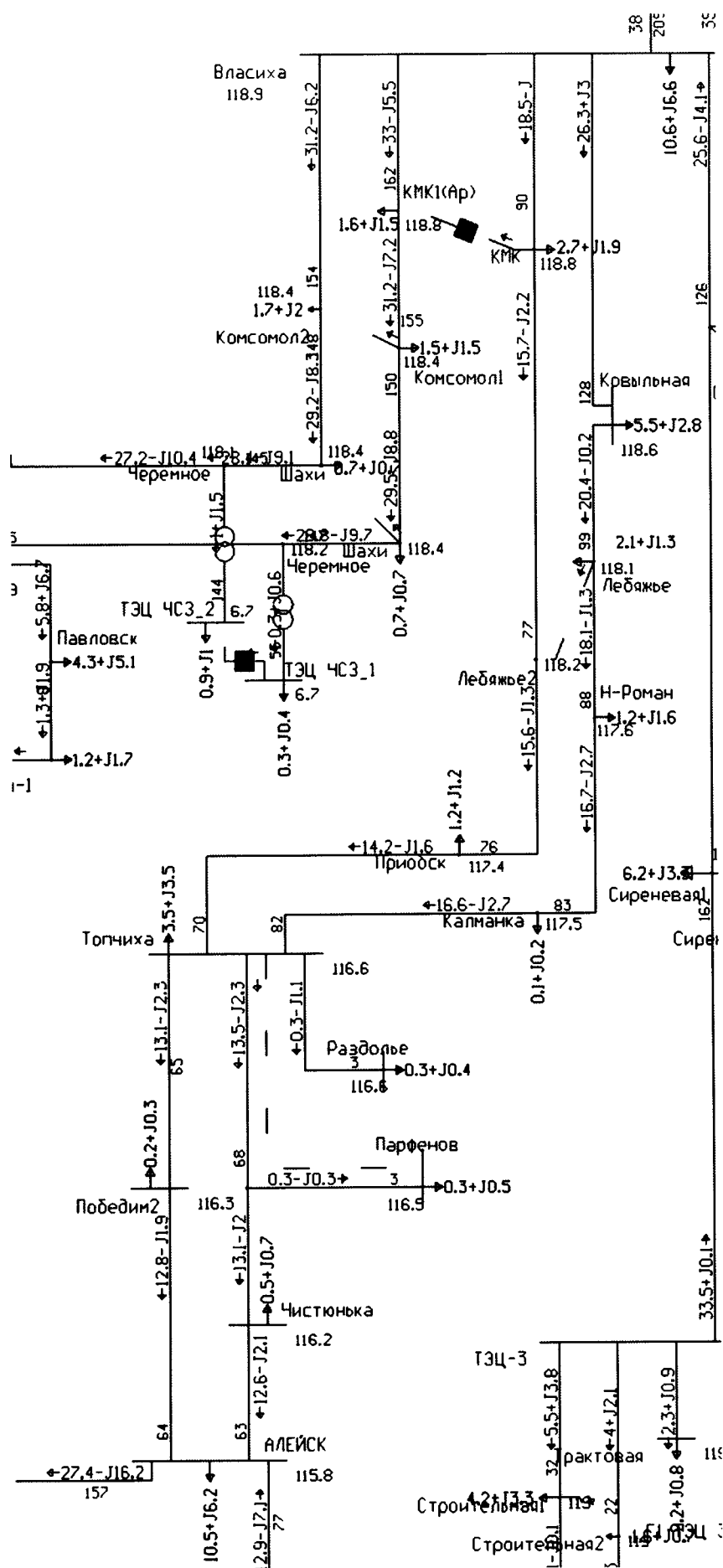


Рисунок 147 – Летний минимум 2021 года. Нормальный режим

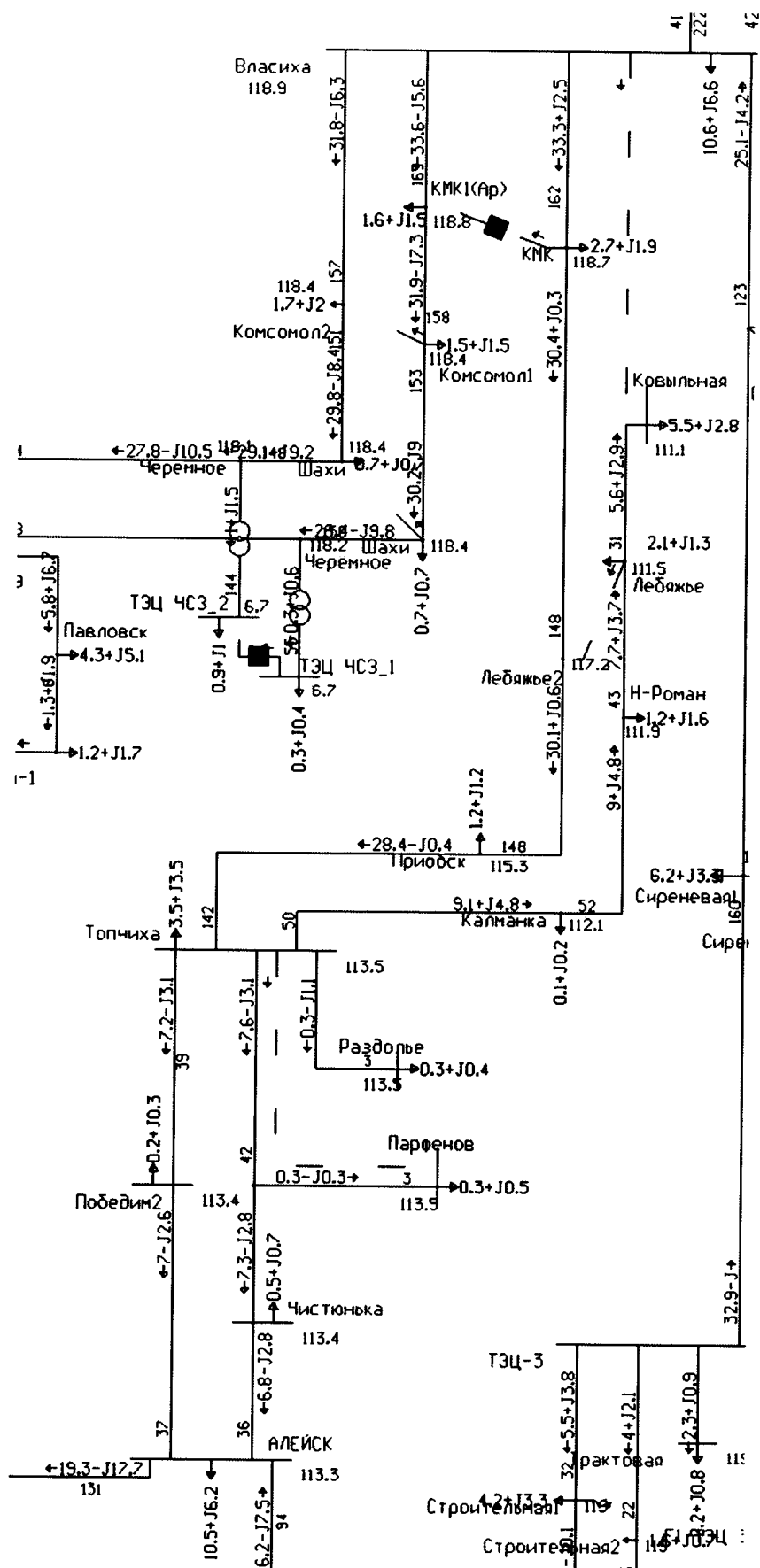


Рисунок 148 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Власиха - Ковыльная

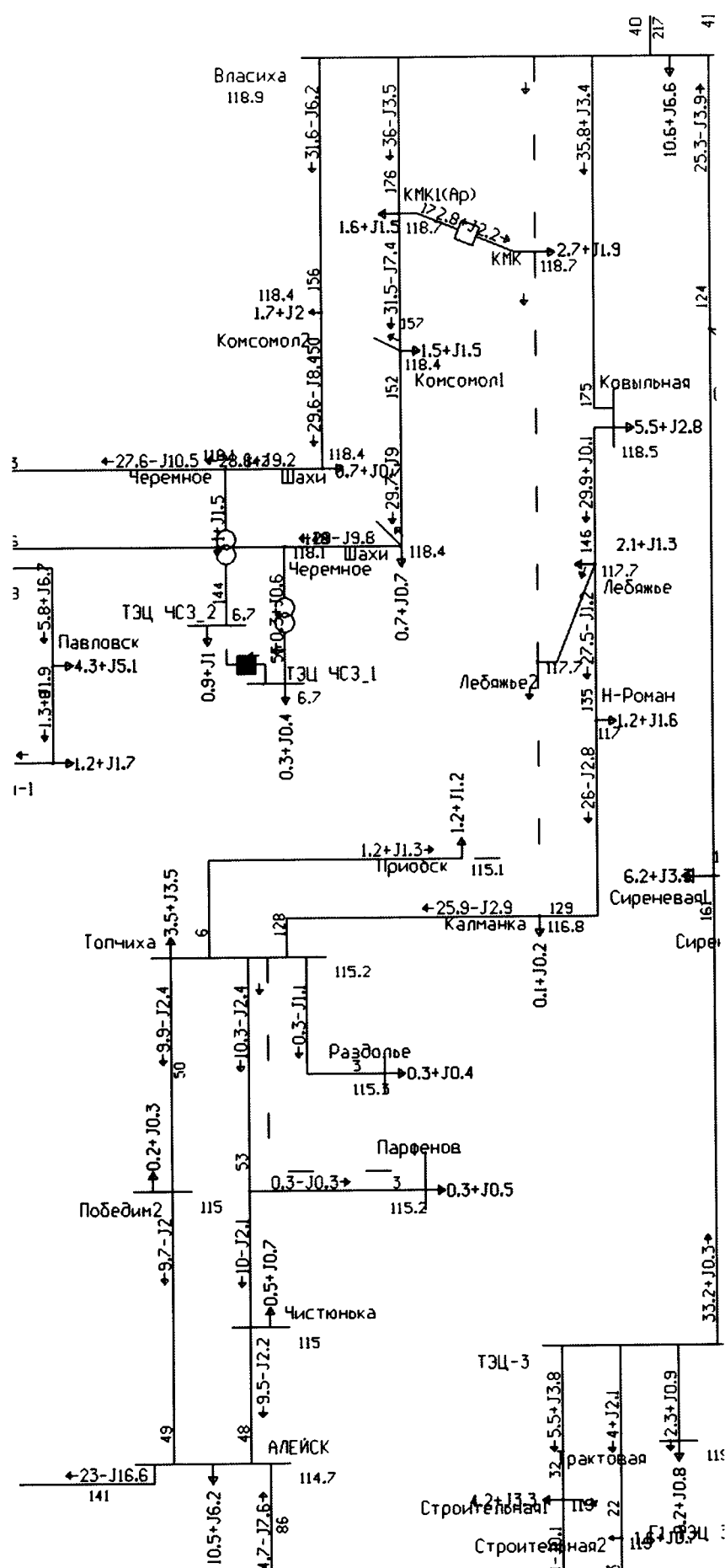


Рисунок 149 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ВП-52

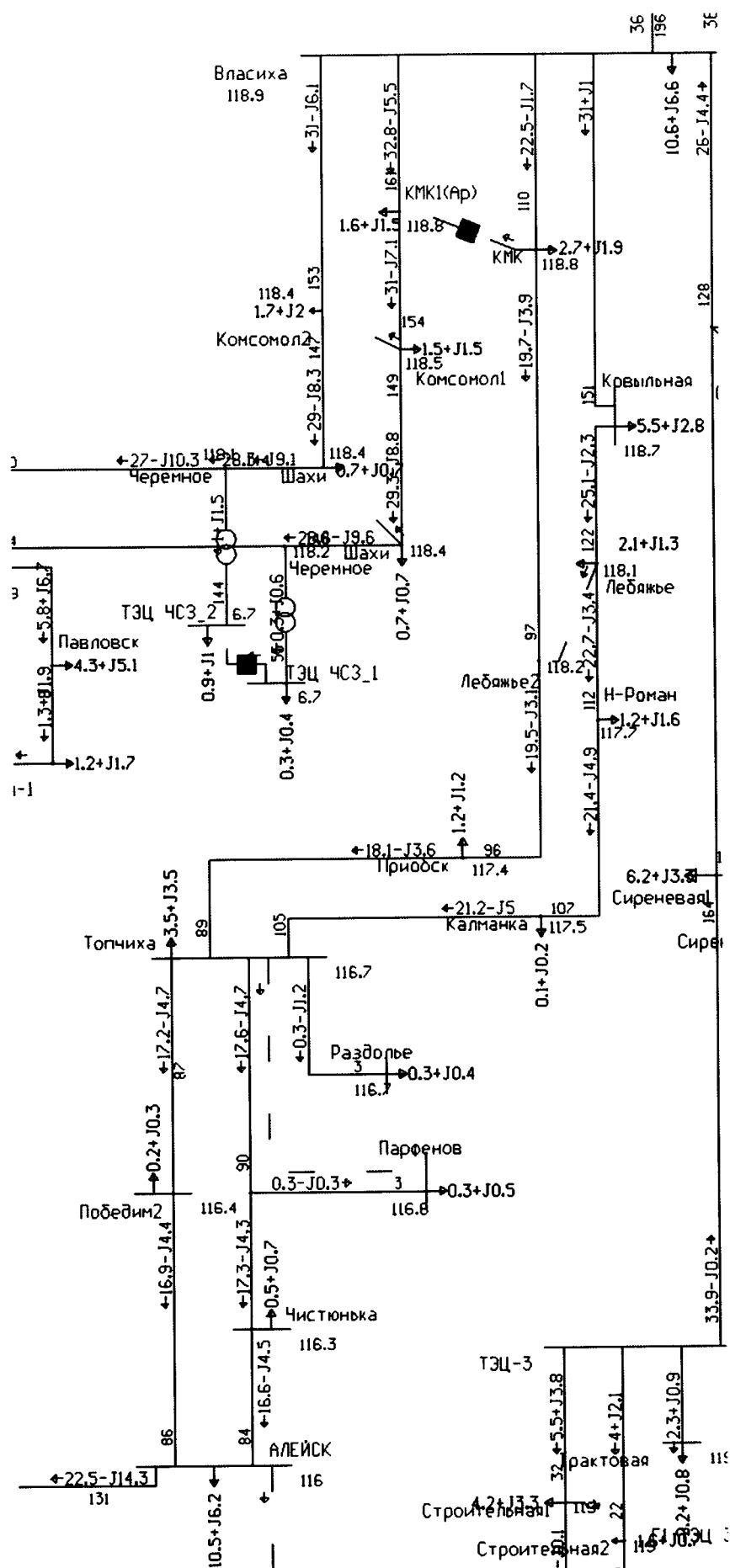


Рисунок 150 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ АО-155

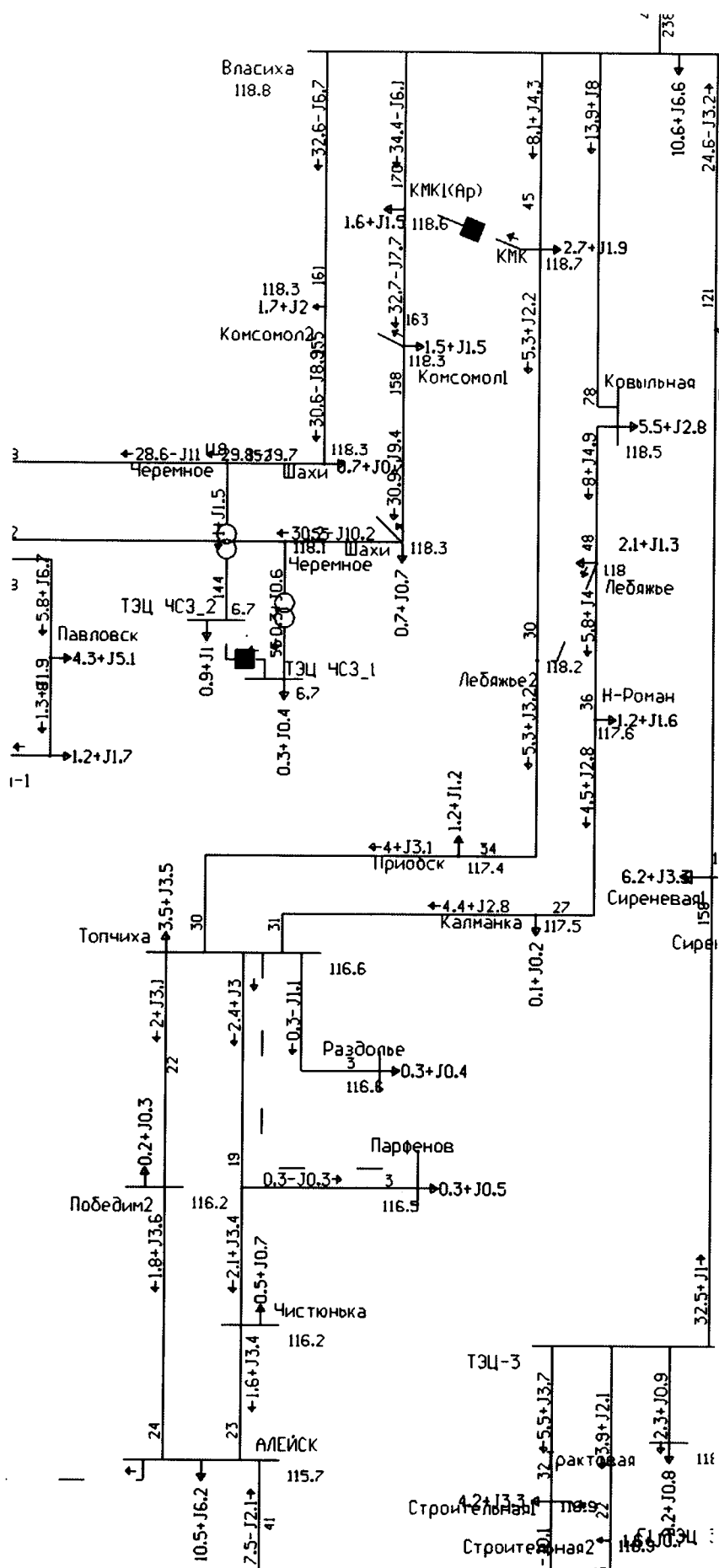


Рисунок 151 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ КА-421

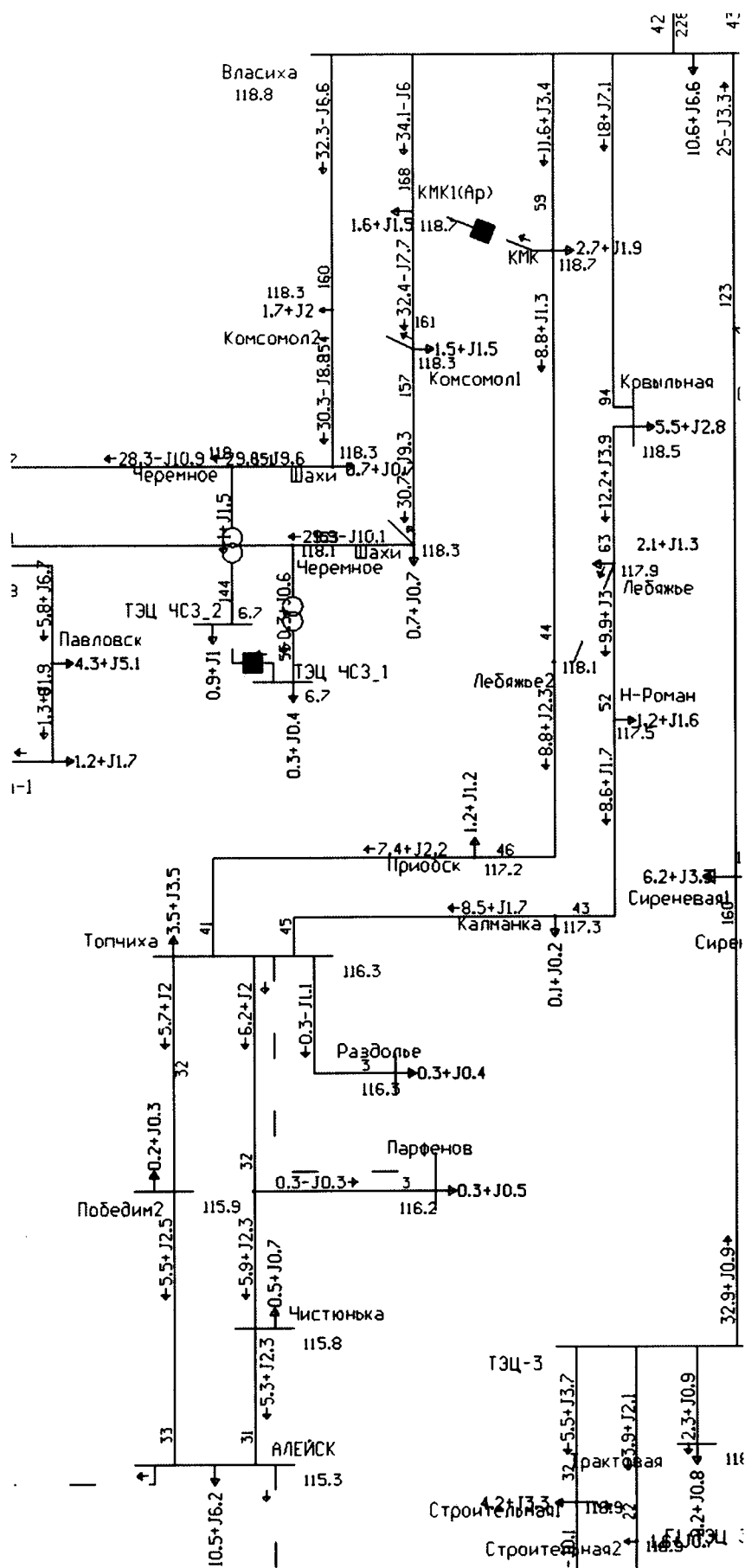


Рисунок 152 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ АО-155 и ВЛ КА-421

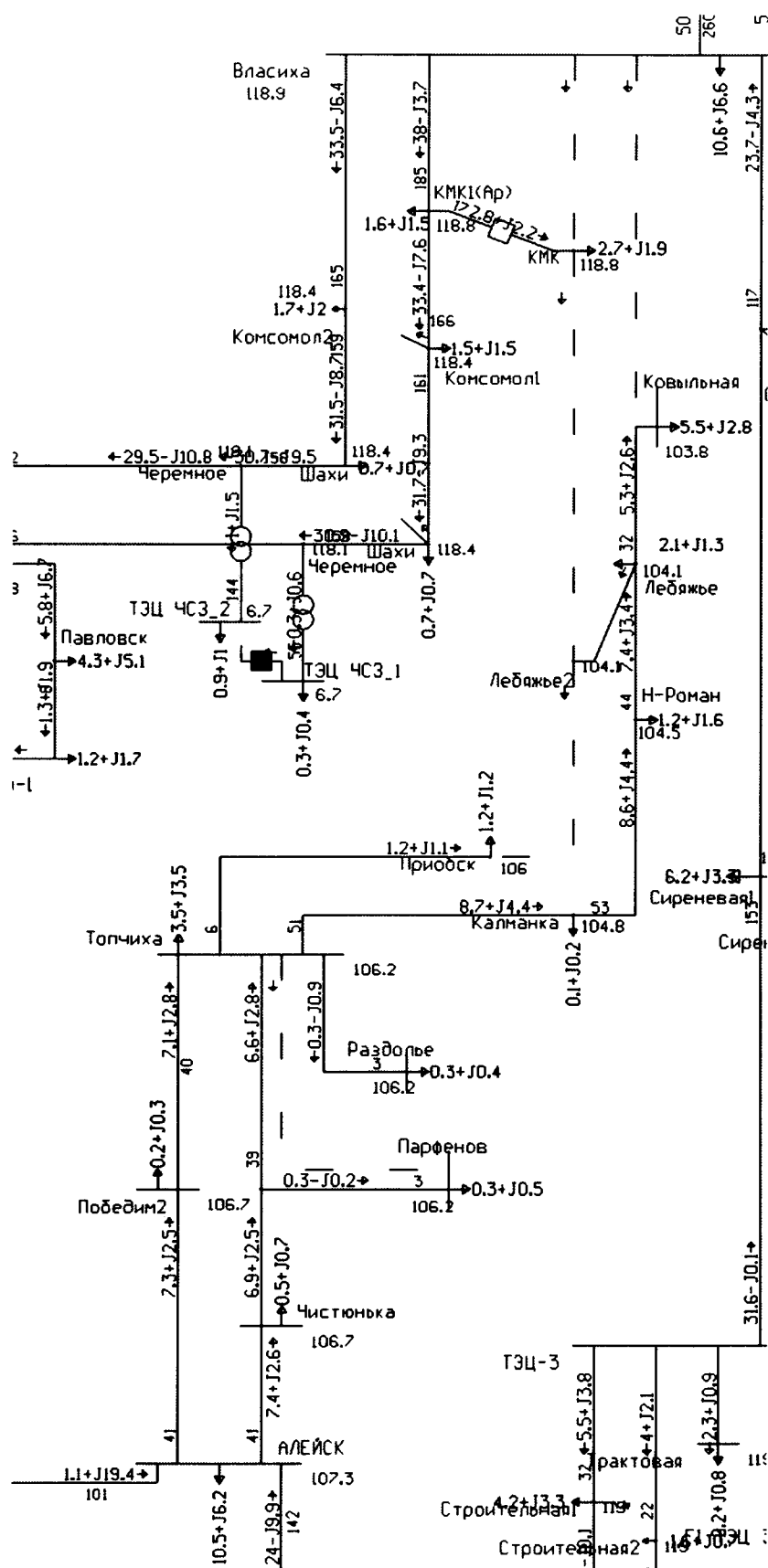
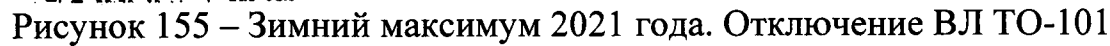


Рисунок 153 – Летний минимум 2021 года. Отключение ВЛ 110 кВ Власиха – Ковыльная и ВЛ ВП-52



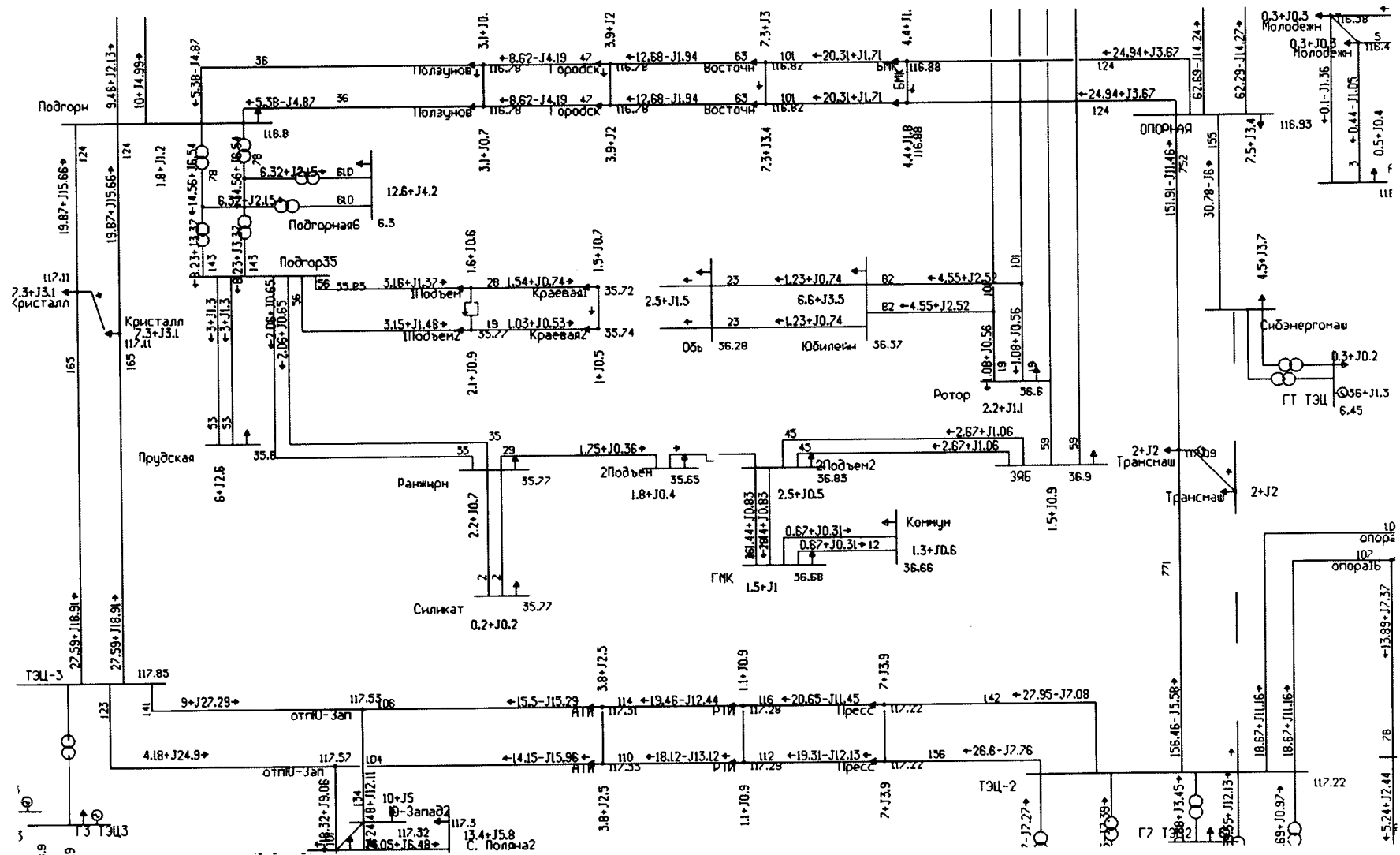


Рисунок 157 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ТС-100

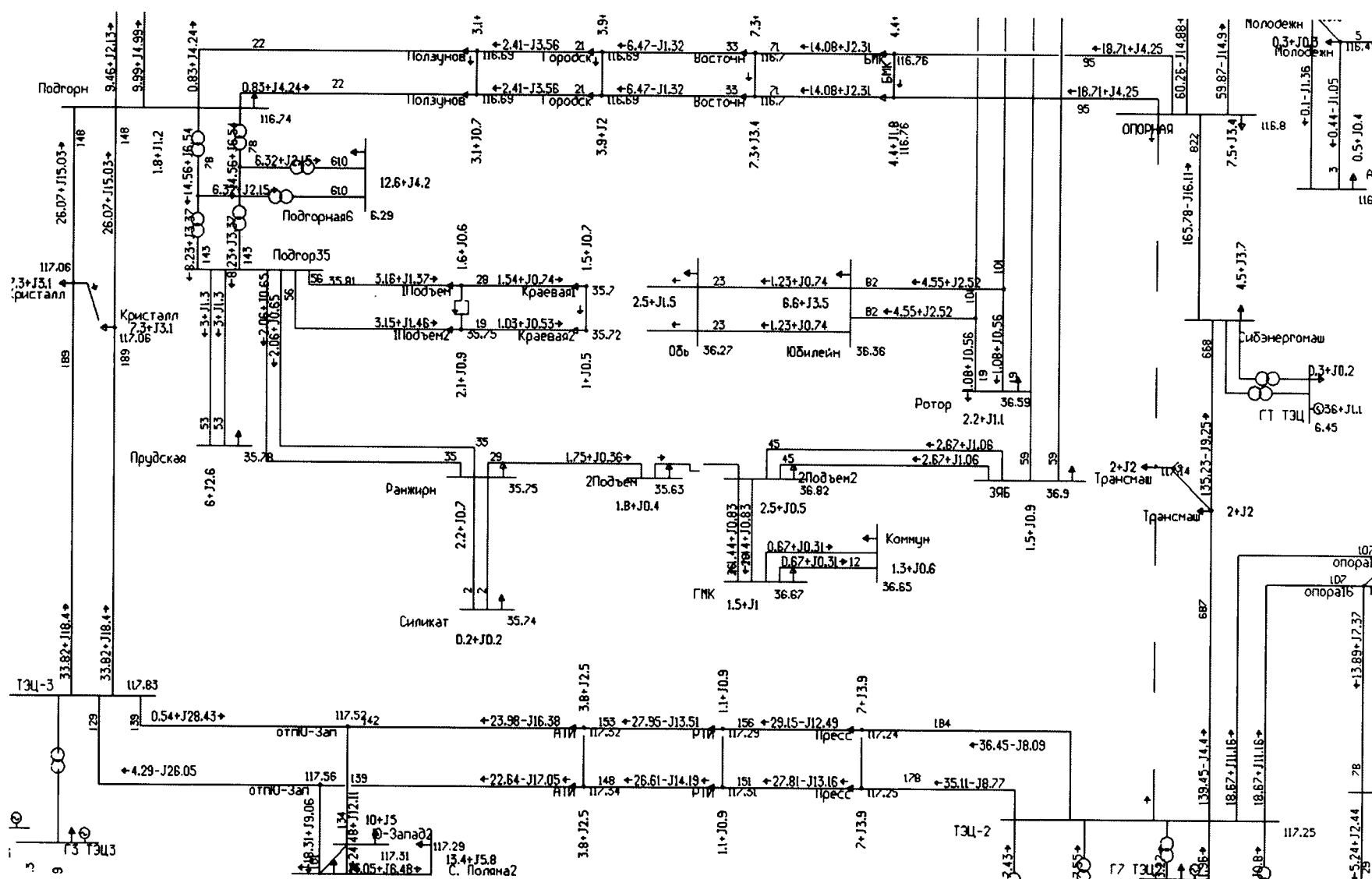


Рисунок 158 – Зимний минимум 2021 года. Отключение ВЛ ТО-101

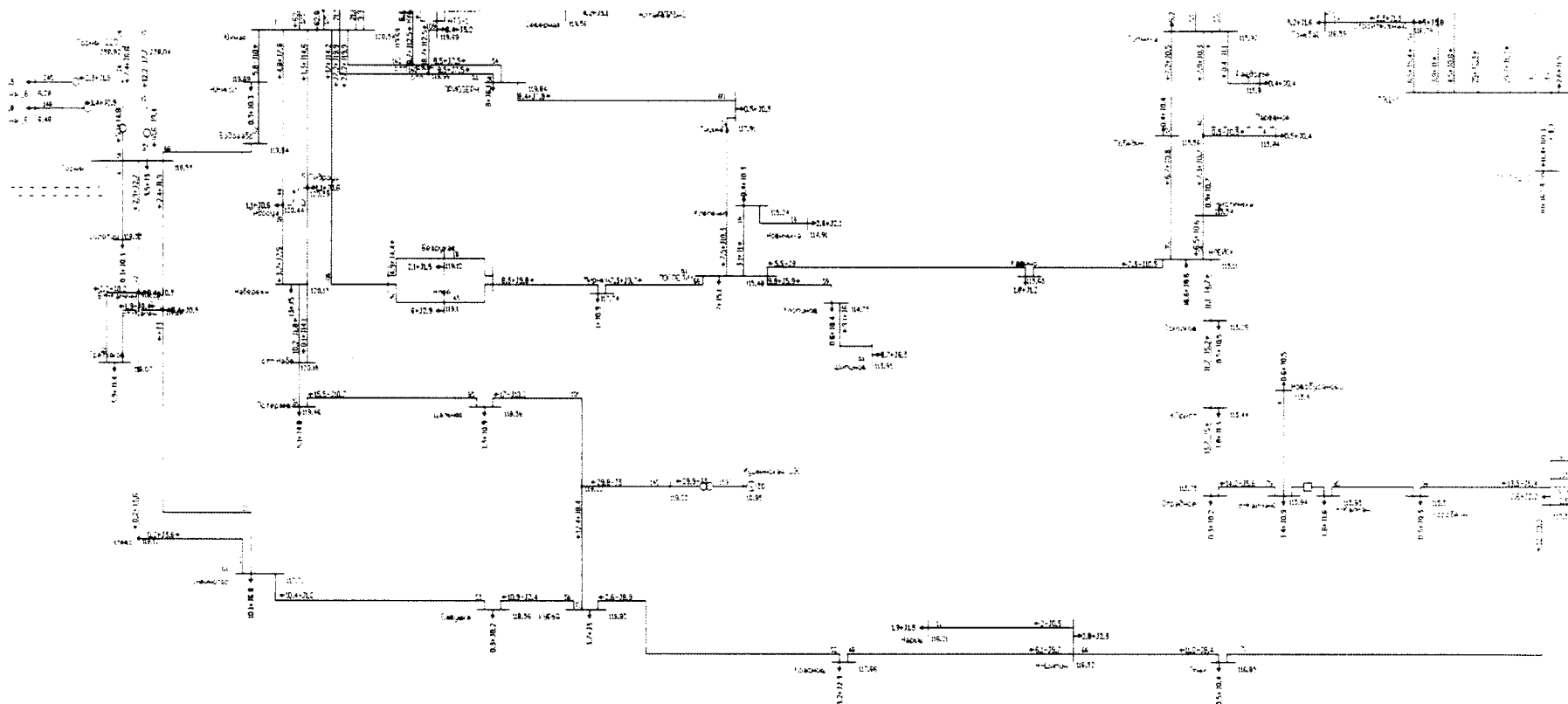


Рисунок 160 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Нормальная схема

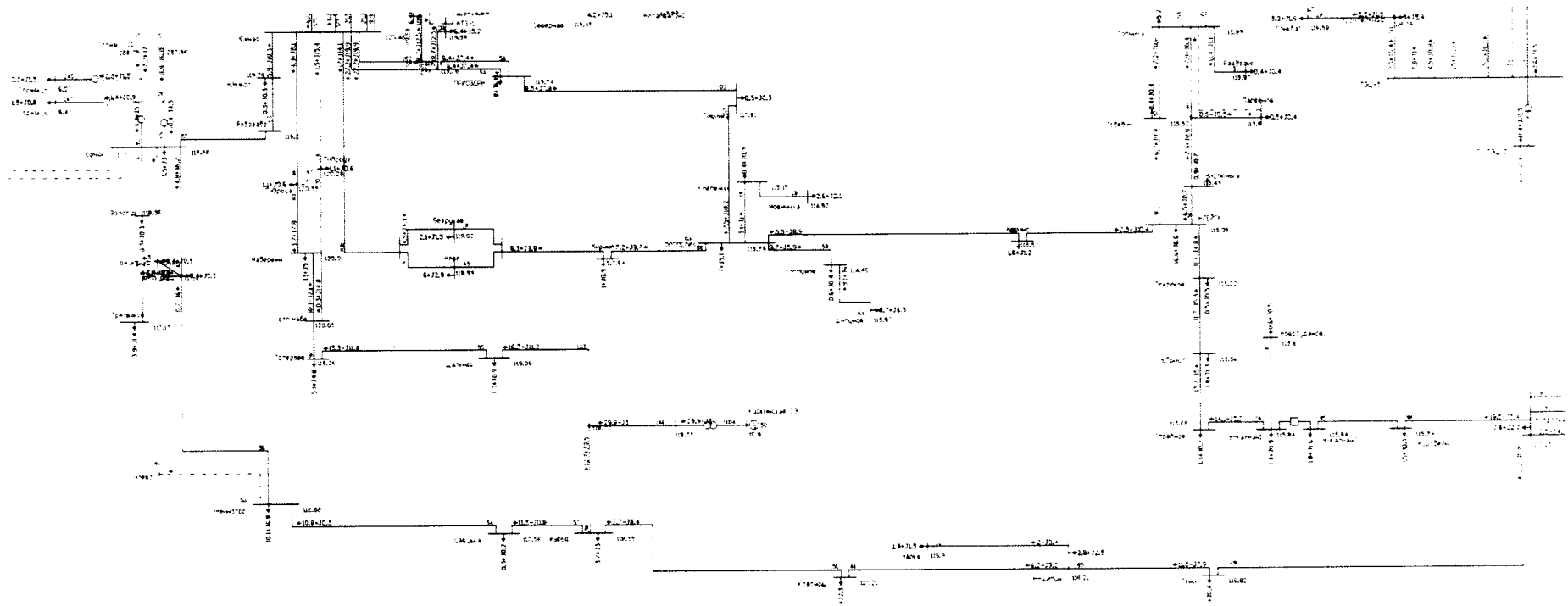


Рисунок 161 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение ВЛ ГЗ-142

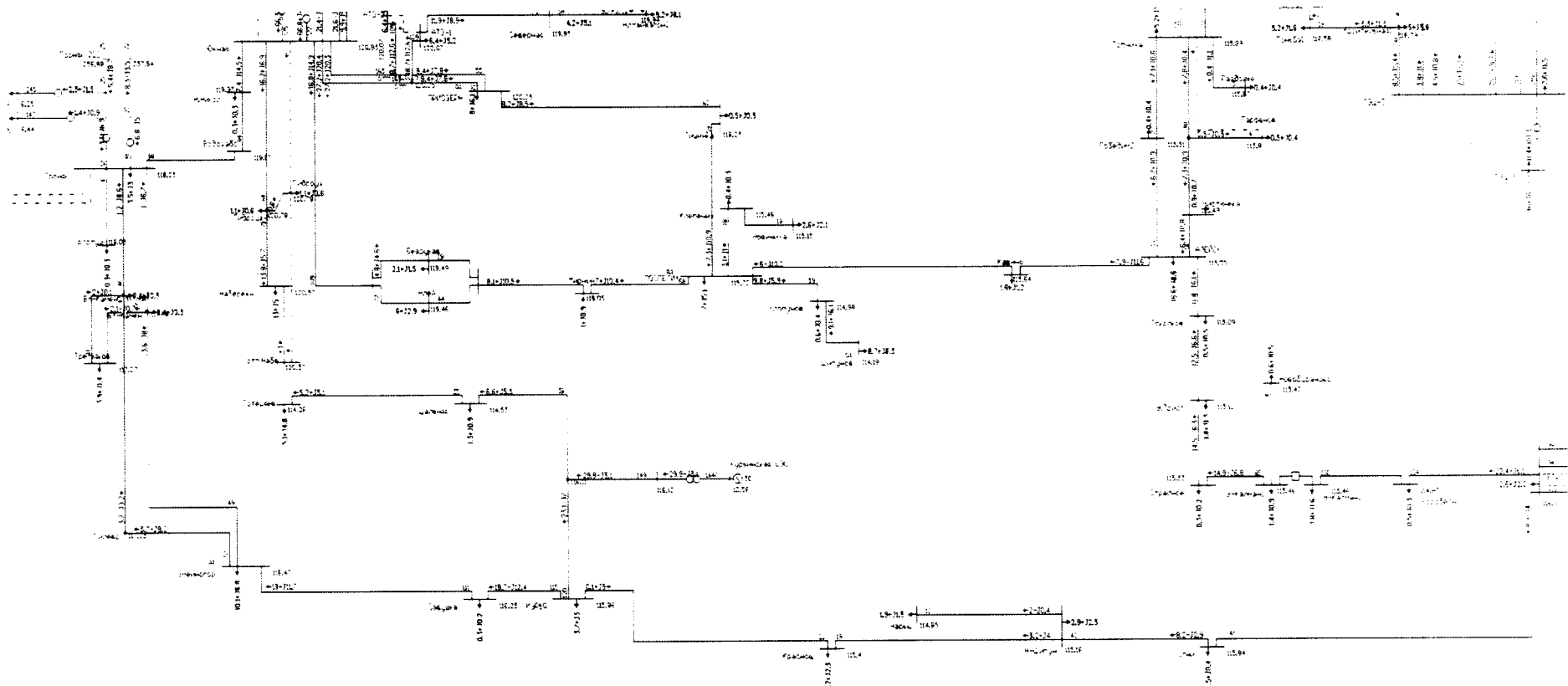


Рисунок 162 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение ВЛ ЮГ-153

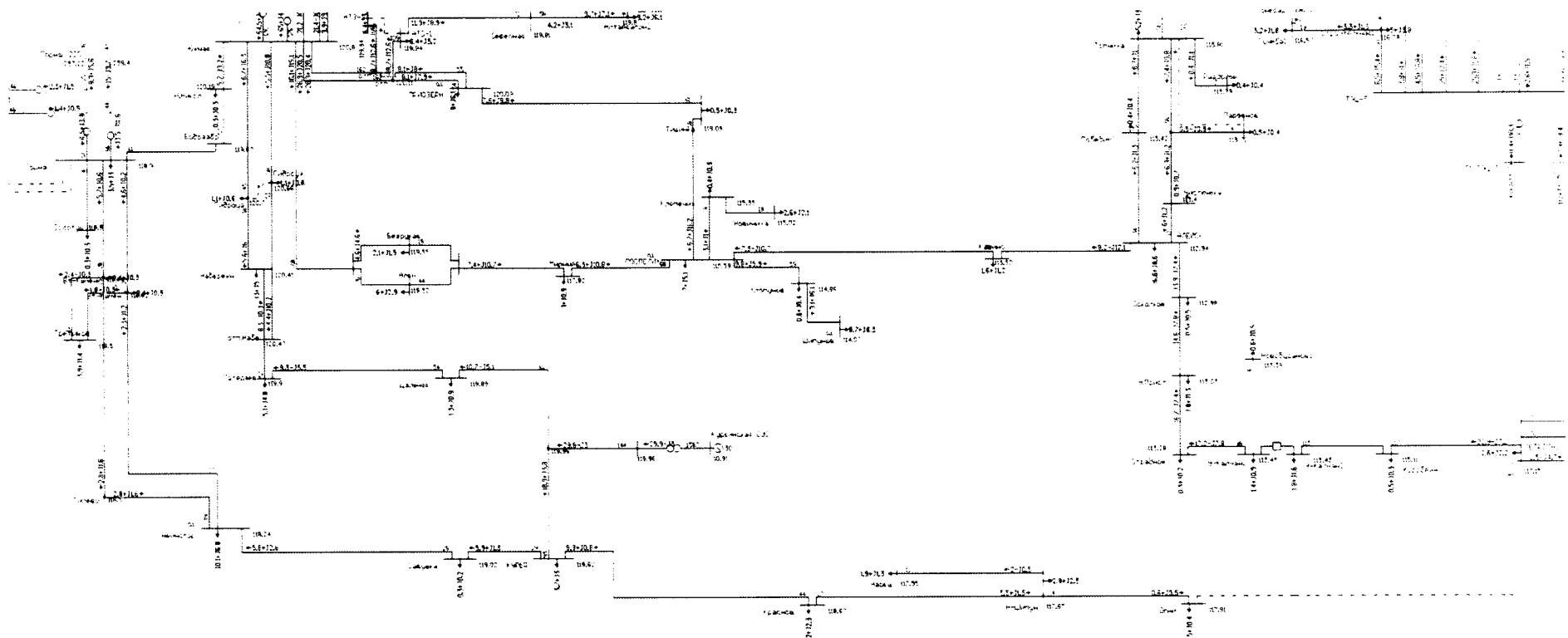


Рисунок 163 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение ВЛ ПО-141

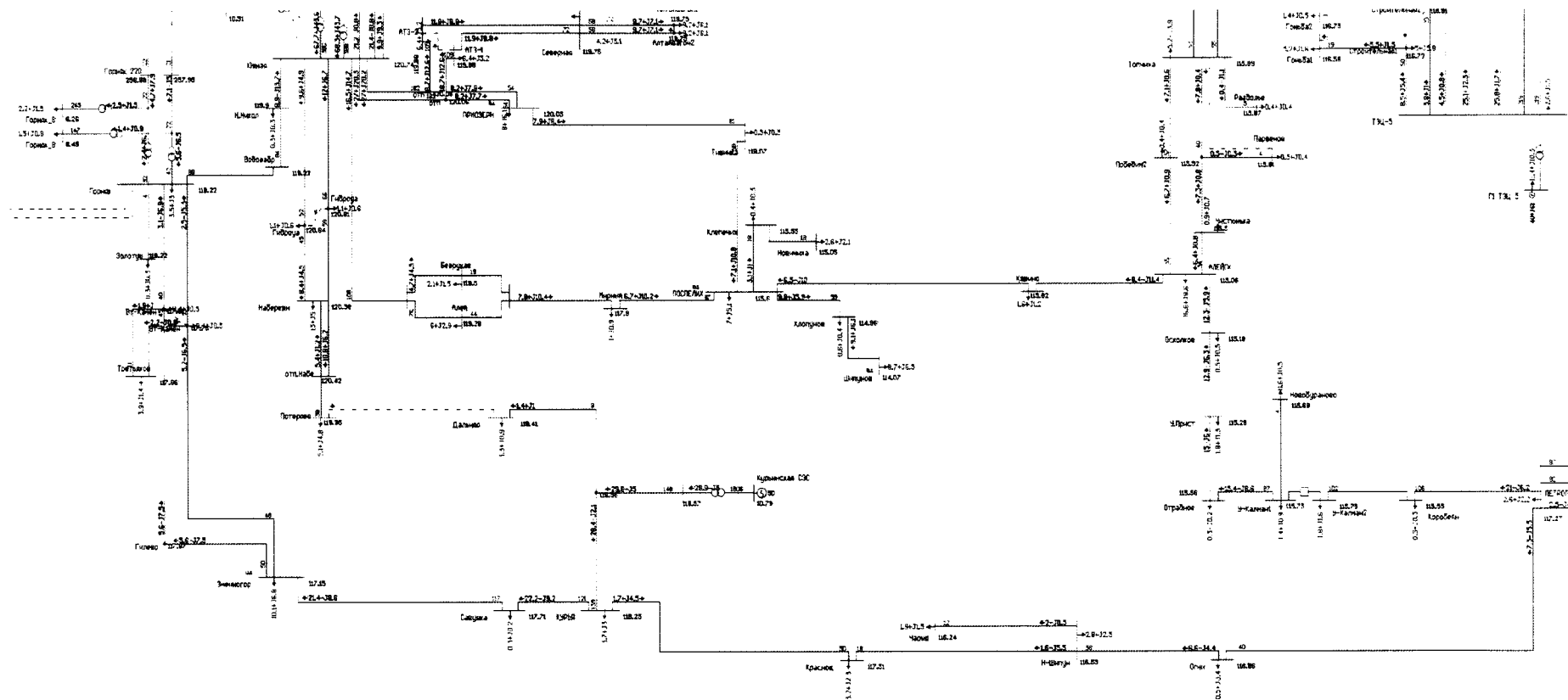


Рисунок 164 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение ВЛ ПД-71

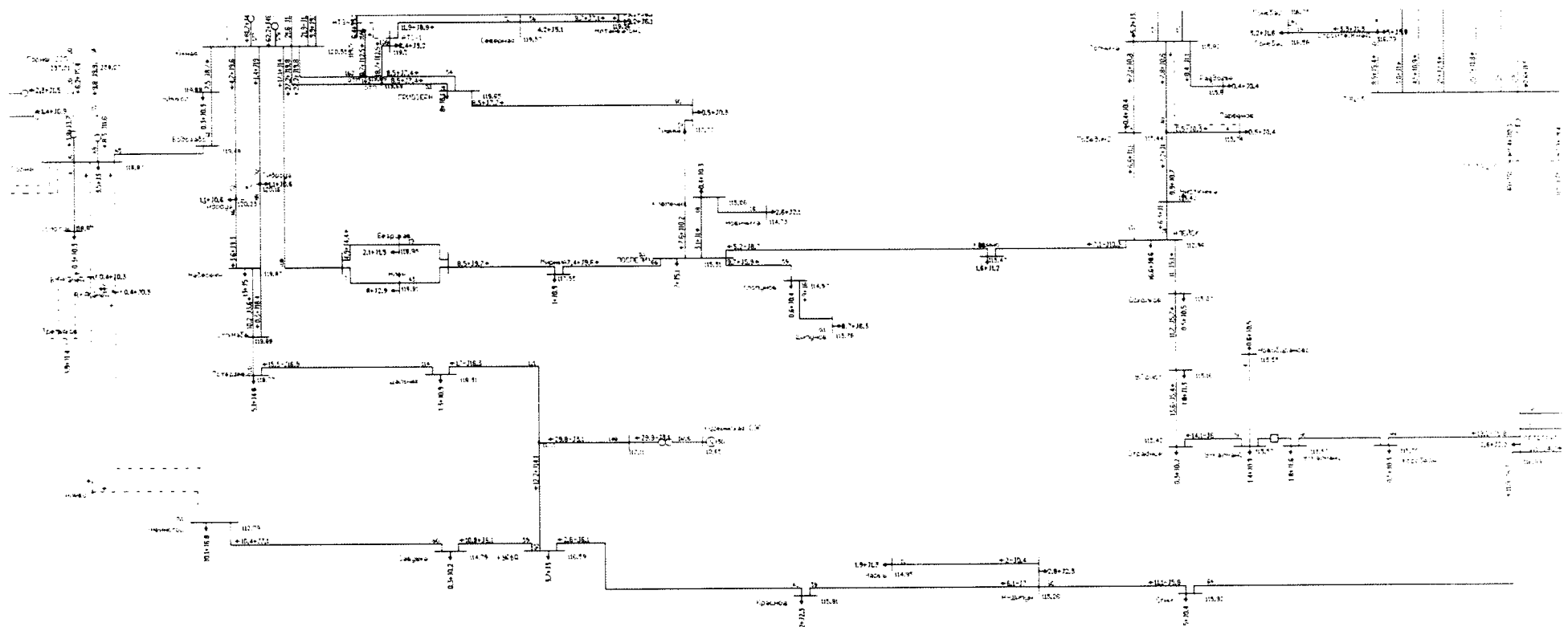


Рисунок 165 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение ВЛ ГЗ-142 и ГЗ-143

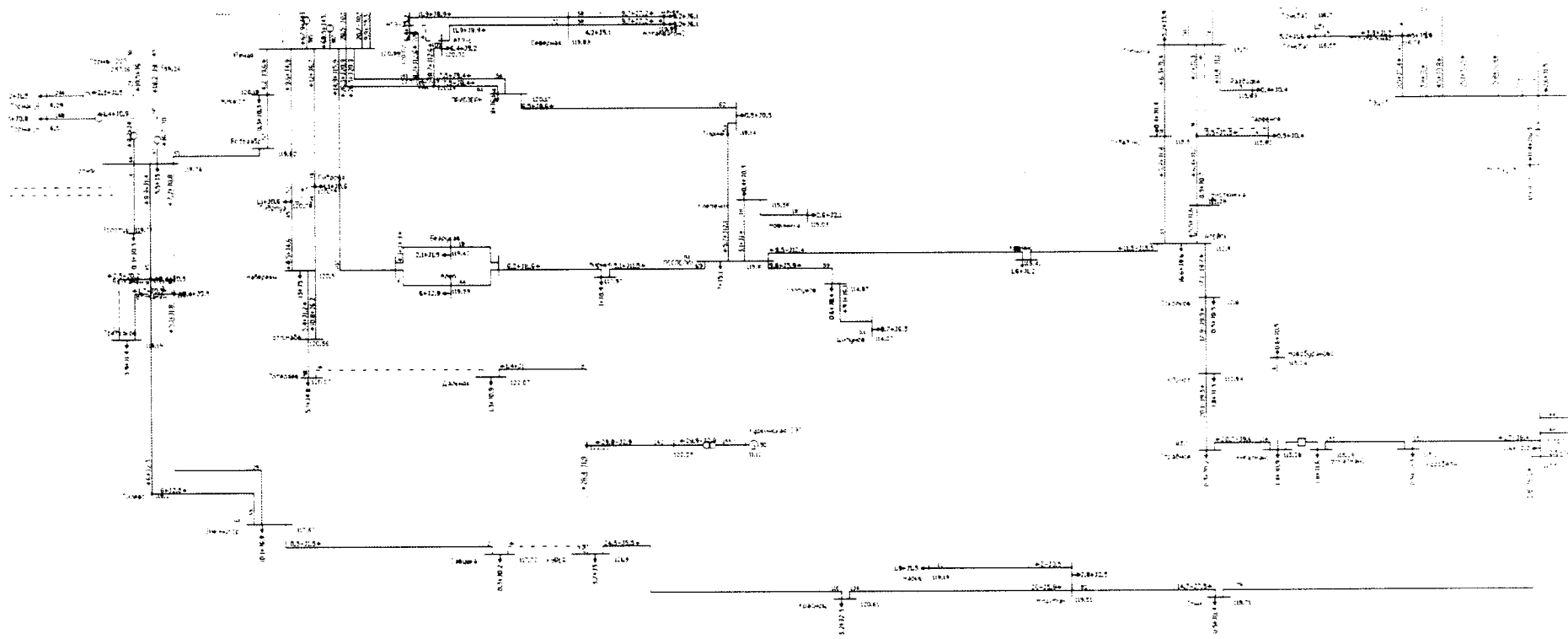


Рисунок 166 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение ВЛ ПД-71 и СК-72

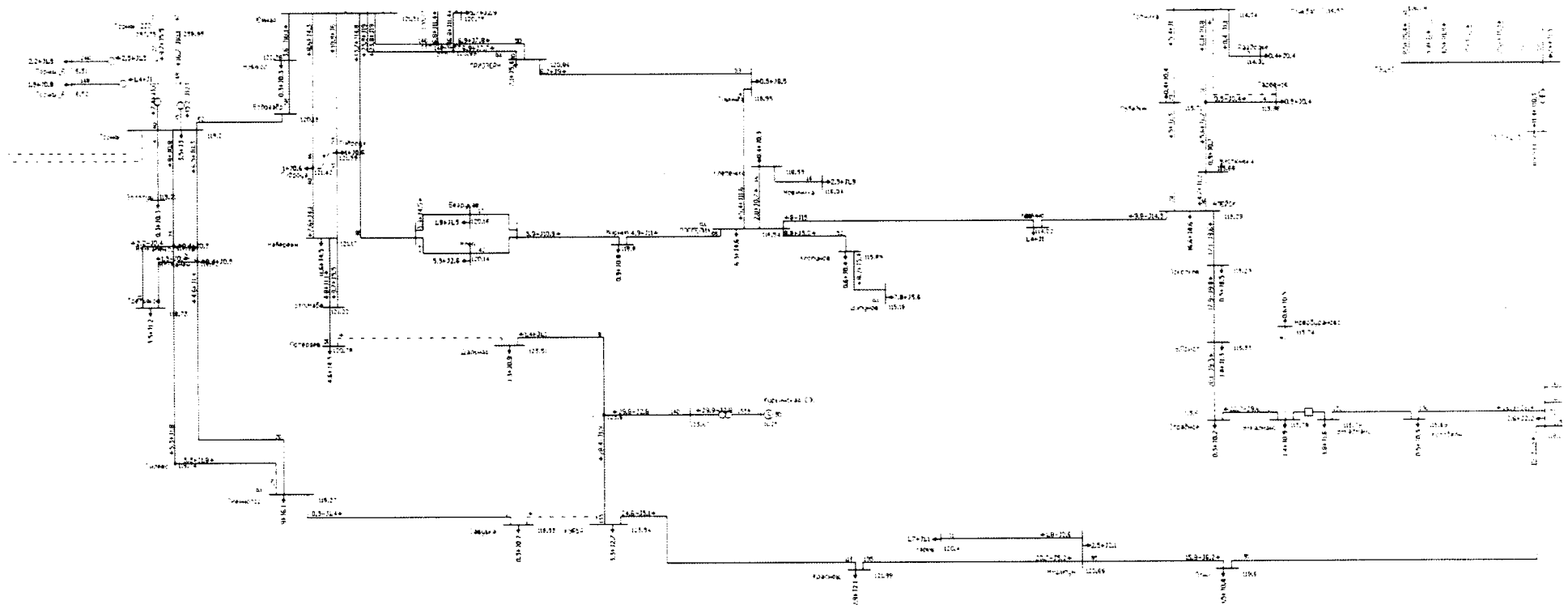


Рисунок 167 – Летний дневной минимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение ВЛ ПД-71 и СК-

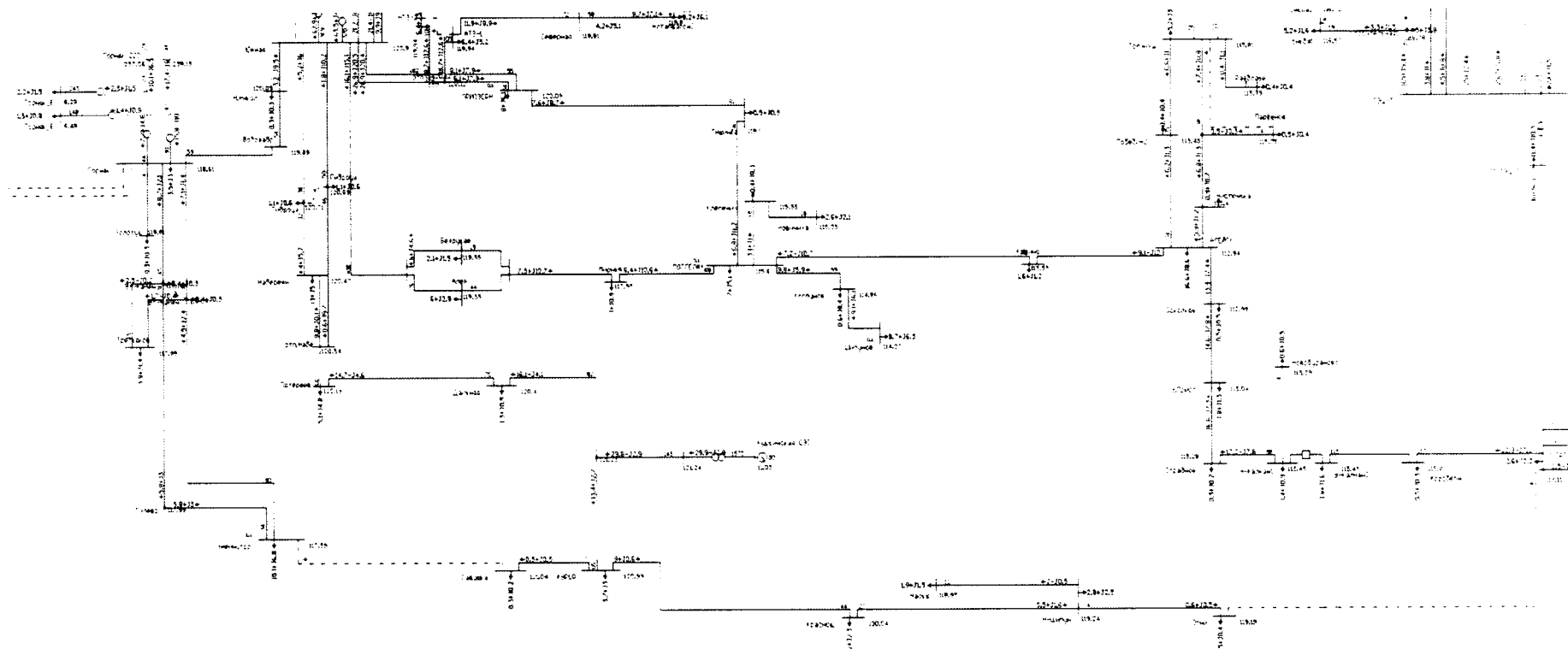


Рисунок 168 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение ВЛ ЗС-31 и ПО-141

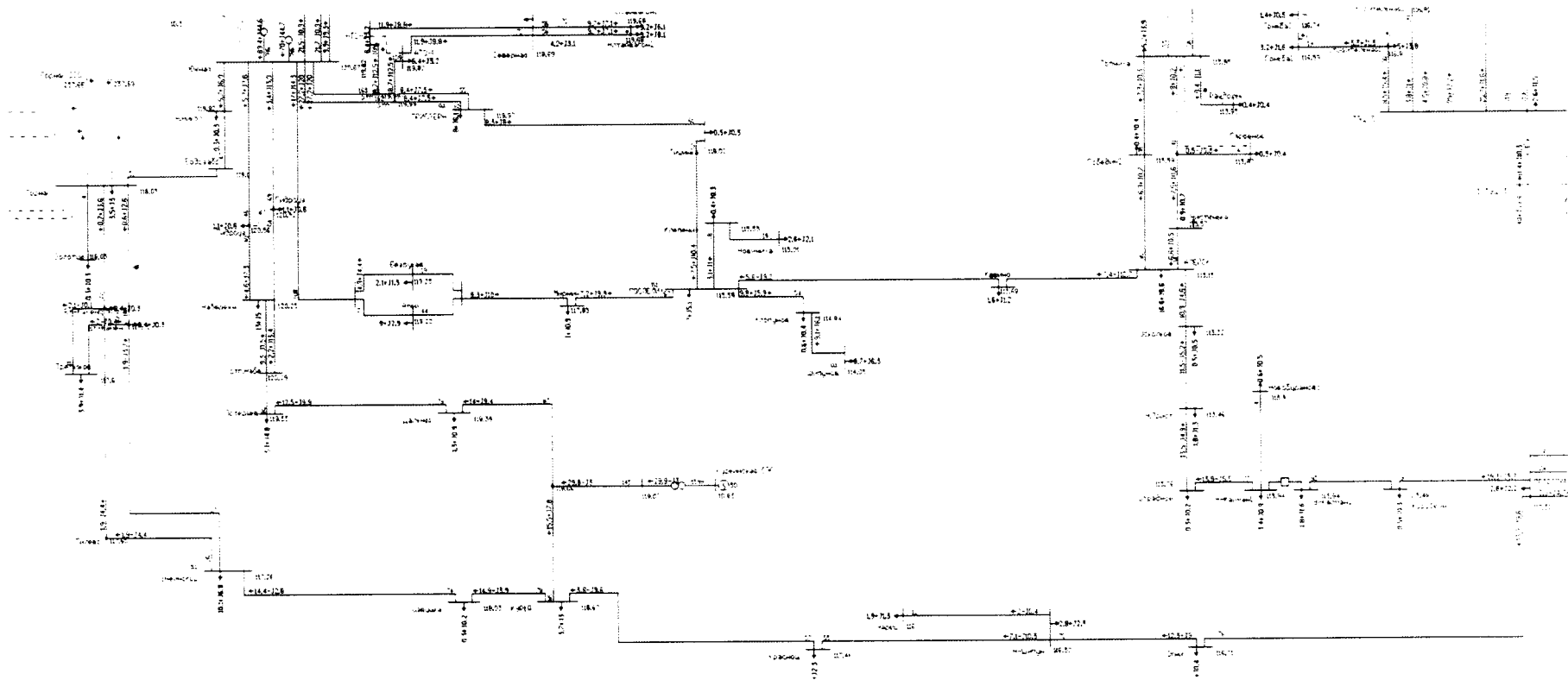


Рисунок 170 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Горняк

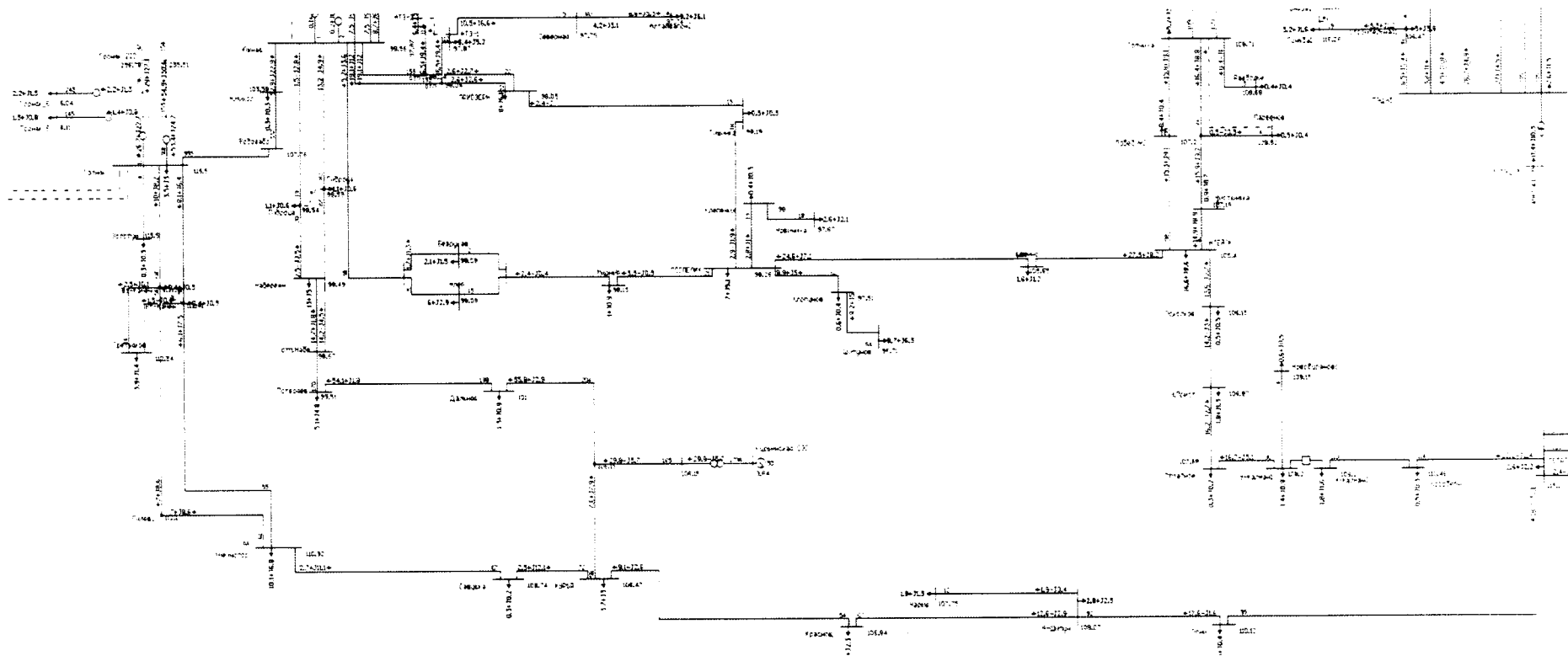


Рисунок 171 – Летний максимум 2021 года. Генерация Курьинской СЭС 30 МВт. Отключение ВЛ РЮ-221 и РЮ-222

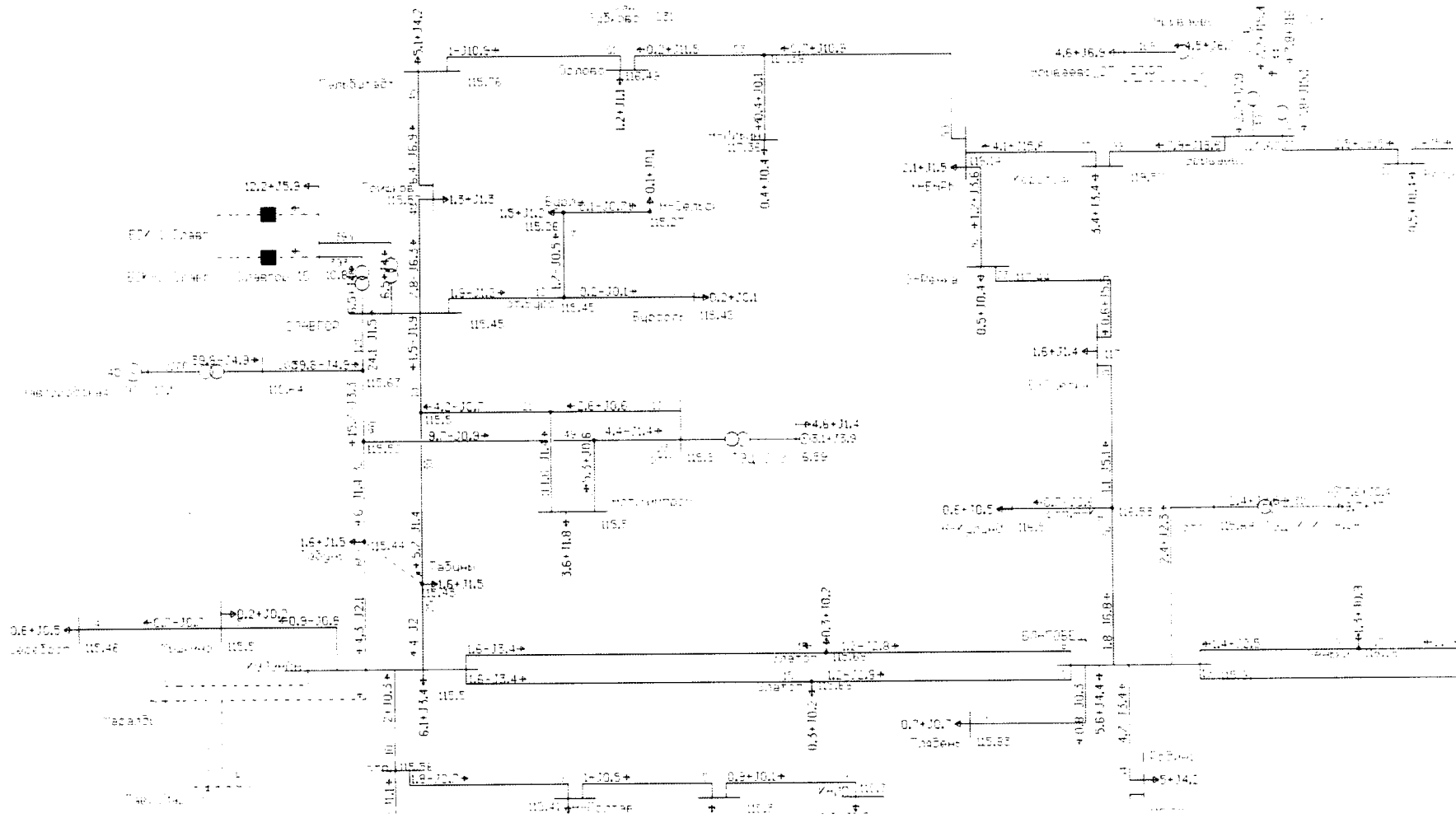


Рисунок 172 - Летний максимум 2022 года.Генерация Славгородской СЭС 40 МВт. Нормальный режим

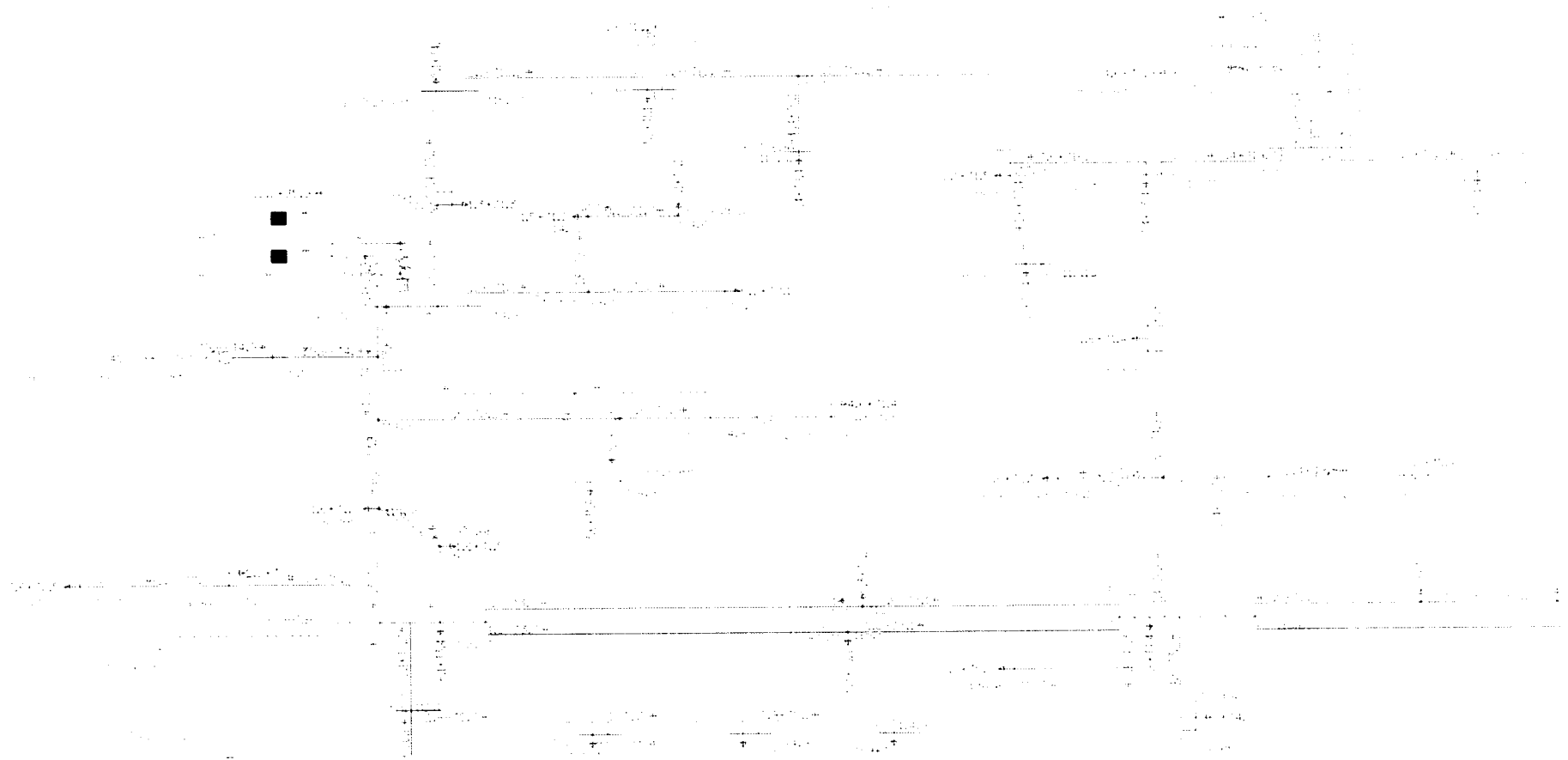


Рисунок 175 - Летний максимум 2022 года. Генерация Славгородской СЭС 40 МВт. Отключение ВЛ КС-115



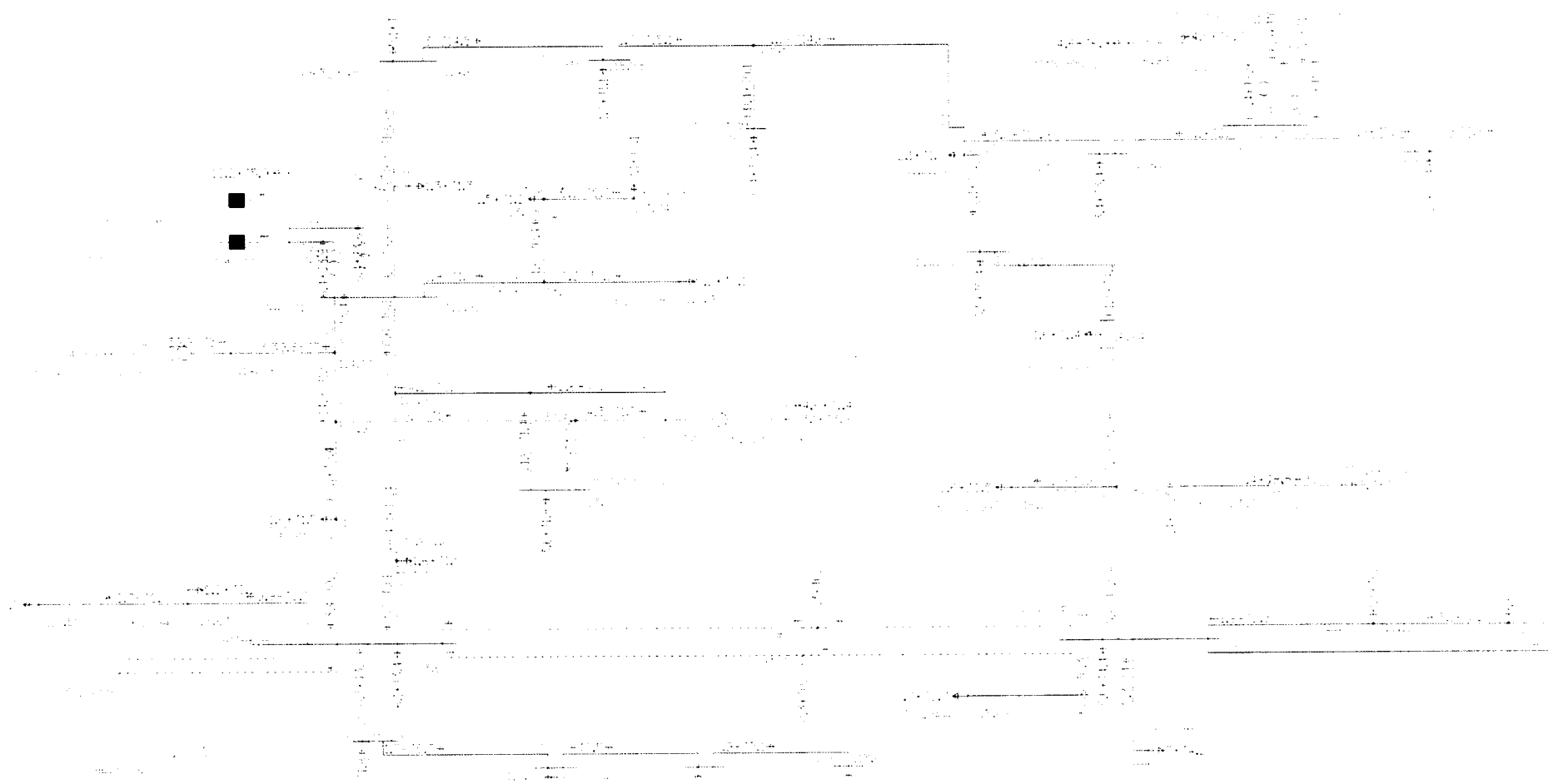


Рисунок 178 - Летний максимум 2022 года. Генерация Славгородской СЭС 40 МВт. Отключение ВЛ КБ-117 и ВЛ КБ-118

