ГУБЕРНАТОР ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 30.04.2020 г. № 434-р

Челябинск

Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2021 - 2025 годы

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»:

1. Утвердить прилагаемые схему и программу перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2021-2025 годы.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Челябинской области от 28.04.2018 г. № 503-р «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2019 – 2023 годы» (Официальный интернет-портал правовой информации (www.pravo.gov.ru), 28 апреля 2018 г.).

3. Настоящее распоряжение подлежит официальному опубликованию.

4. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его подписания.

ПРАВИТЕЛЬСТВО ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ * ОГРН 1027403862210 * ОКПО 02002243 * ИНН 7453042717 * Государственно-правовое управление № 1

А.Л. Текслер

УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением Губернатора
Челябинской области
от 30.04. 2020 г. № 434-р

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2021-2025 годы

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2021-2025 годы (далее именуется – СиПРЭ Челябинской области) разработана в соответствии со следующими нормативными правовыми актами и нормативными документами:

Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

Федеральным законом от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;

распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;

распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р;

Схемой территориального планирования Российской Федерации в области энергетики (в актуальной редакции);

пунктом 5 поручения Президента Российской Федерации от 29.03.2010 № Пр-839;

ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования»;

требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 г. № 630;

методическими рекомендациями Министерства энергетики Российской Федерации по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (приложение к Протоколу совещания в Министерстве энергетики Российской Федерации от 9 ноября 2010 года № АШ-369пр);

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 года № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований»;

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 399 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях»;

распоряжением Губернатора Челябинской области от 19.04.2012 г. № 410-р «Об Инструкции по делопроизводству в Аппарате Правительства Челябинской области и органах исполнительной власти Челябинской области».

СиПРЭ Челябинской области разработаны на основании государственного контракта от 9 декабря 2019 года № 0169200001719000010 на выполнение научно-исследовательской работы по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Челябинской области на 2021-2025 годы, заключенного между Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области и акционерным обществом «Научно-технический центр Единой энергетической системы (Московское отделение)».

Основными целями разработки СиПРЭ Челябинской области являются планирование развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию, формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Челябинской области.

Задачами формирования СиПРЭ Челябинской области являются:

создание условий для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Челябинской области;

определение необходимости размещения новых и реконструкции существующих линий электропередачи, а также подстанций и генерирующих мощностей для обеспечения:

баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме;

выдачи мощности электрических станций;

недопущение ограничения пропускной способности электрических сетей энергосистемы Челябинской области;

обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Челябинской области;

обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей:

разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации (с учетом демонтажей) и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Челябинской области на пятилетний период по годам;

разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Челябинской области на период 2021-2025 годов для обеспечения надежности функционирования в долгосрочной перспективе;

обеспечение координации планов развития топливно-энергетического, промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры и программ (схем) территориального планирования Челябинской области (при наличии);

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

Рекомендуемые мероприятия, разработанные в СиПРЭ Челябинской области на период 2021-2025 годов, должны и могут быть использованы в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

СиПРЭ Челябинской области сформированы с учетом:

Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р;

Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;

проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы;

схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2020-2024 годы, утвержденной распоряжением Губернатора Челябинской области от 30.04.2019 г. № 561-р «Об утверждении

схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2020-2024 годы»;

инвестиционных программ генерирующих и электросетевых компаний, утвержденных в установленном порядке в предшествующий период в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;

документов территориального планирования Челябинской области и муниципальных образований;

прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемого по субъектам Российской Федерации и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Челябинской области;

ежегодного отчета о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, подготовленного акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетическое системы» (далее именуется – АО «СО ЕЭС»);

сведений о договорах (заявках) на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

схем внешнего электроснабжения потребителей, которые будут реализованы в период до 2025 года;

данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, предоставляемых сетевыми организациями;

предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъекта Российской Федерации;

предложений распределительных сетевых компаний, генерирующих компаний, крупных потребителей, других энергетических компаний, осуществляющих свою деятельность на территории Челябинской области по планам развития, срокам ввода/демонтажа и местам размещения энергетических объектов;

перечня существующих объектов по производству электрической энергии, а также вводимых в эксплуатацию по результатам проведения конкурентного отбора мощности;

программы социально-экономического развития Челябинской области на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики;

информации о прогнозе потребления электрической энергии и мощности крупных энергоемких потребителей электрической энергии;

информации о существующих, планируемых к выводу из эксплуатации линиях электропередачи и подстанциях, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 кВ и выше, а также линиях

электропередачи 110 кВ и выше, обеспечивающих выдачу мощности существующих электрических станций;

утвержденных схем теплоснабжения поселений, городских округов Челябинской области, а при их отсутствии – материалов, переданных в Министерство энергетики Российской Федерации для утверждения схем теплоснабжения поселений, городских округов Челябинской области;

иной информации в области электроэнергетики, а также информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики, способствующей выполнению данной работы.

СиПРЭ Челябинской области содержит программу развития электроэнергетики Челябинской области, включающую в себя в отношении каждого года планирования:

схему развития электроэнергетики Челябинской области;

прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый АО «СО ЕЭС» по Челябинской области, а также региональным энергорайонам и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Челябинской области, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями;

перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности в границах Челябинской области;

перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Челябинской области, предусмотренного программой развития электроэнергетики Челябинской области;

оценку плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей;

иные сведения перспективного развития электроэнергетики Челябинской области.

СиПРЭ Челябинской области подлежит к использованию в качестве:

основы для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций;

основы для формирования с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Челябинской области предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности).

СиПРЭ Челябинской области является основой для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

I. Характеристика Челябинской области

1. Общая характеристика Челябинской области.

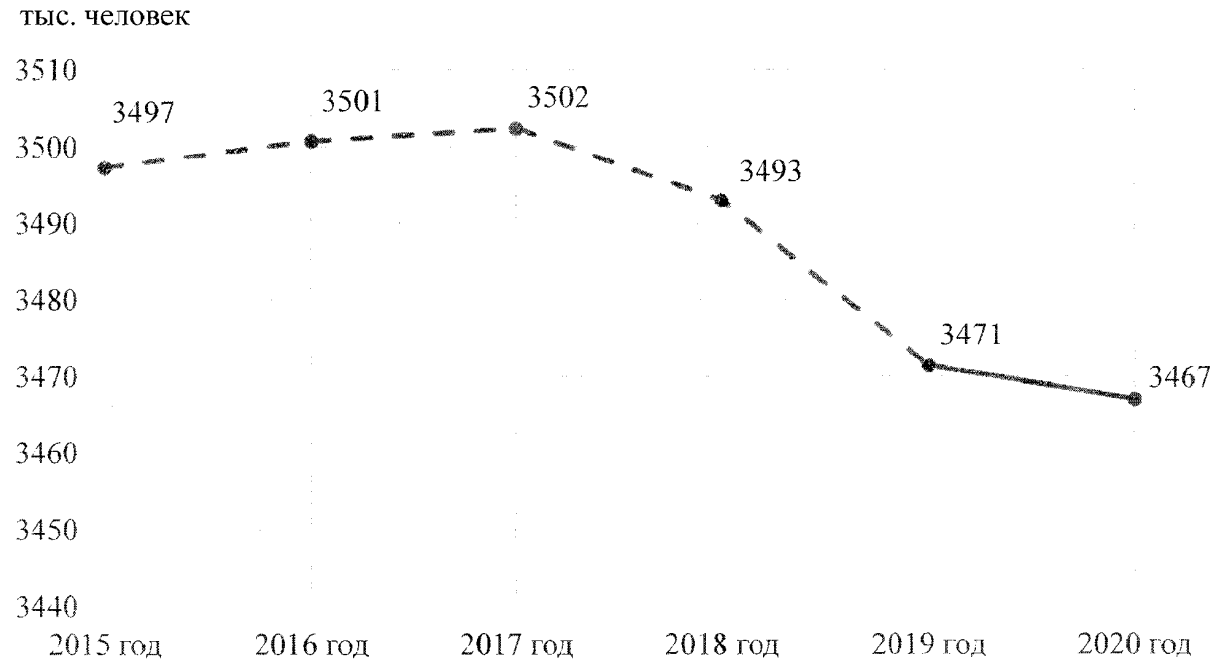
В состав Челябинской области входят следующие муниципальные образования: 15 городских округов, 1 городской округ с внутригородским делением, 27 муниципальных районов, 27 городских поселений, 7 внутригородских районов, 242 сельских поселения. Трехгорный, Озерский и Снежинский городские округа имеют статус закрытых административно-территориальных образований (далее именуются – ЗАТО).

Численность населения Челябинской области на 1 января 2020 года (по предварительной оценке на основе данных территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Челябинской области (Челябинскстат), http://chelstat.gks.ru) составляет 3466,960 тыс. человек, из которых в городах проживает 2865,0 тыс. человек (82,6 процента от общей численности населения), в сельской местности – 601,960 тыс. человек (17,4 процента от общей численности населения).

Динамика изменения численности населения Челябинской области за период с 2015 по 2020 годы представлена на рисунке 1.

Рисунок 1

Динамика изменения численности населения
Челябинской области за период с 2015 по 2020 годы



В период с 2015 по 2017 год наблюдалась тенденция увеличения численности населения Челябинской области. С 2017 года и по настоящий момент зафиксировано снижение численности населения области на 35,363 тыс. человек.

Наиболее крупными населенными пунктами являются города (численность представлена по состоянию на 1 января 2019 года):

Челябинск – 1200,703 тыс. человек;
Магнитогорск – 413 тыс. человек;
Златоуст – 167 тыс. человек;
Миасс – 166 тыс. человек;
Копейск – 150 тыс. человек.

Челябинская область является крупным транспортным узлом. По территории Челябинской области проходят федеральные автомобильные дороги М5, М36, М51 и Южно-Уральская железная дорога. Южно-Уральская железная дорога входит в число крупнейших магистралей Российской Федерации, является начальным звеном Транссибирской магистрали – самой протяженной железной дороги в мире. В Челябинской области действует международный аэропорт Челябинск (Баландино) имени И.В. Курчатова.

Промышленное развитие Челябинской области определяют металлургический, машиностроительный, топливно-энергетический, строительный, аграрно-промышленный комплексы, а также горнодобывающая отрасль.

Успешно работают уникальные предприятия, которые играют важную роль не только в экономике Челябинской области, но и всей России.

Челябинская область располагает богатыми и разнообразными природными ресурсами. Разведано около трехсот месторождений минерального сырья. В России Челябинская область является монополистом по добыче и переработке графита (95 процентов), магнезита (95 процентов), металлургического доломита (71 процент), талька (70 процентов).

В общем электропотреблении Челябинской области наибольшую долю составляют добыча полезных ископаемых, обрабатывающее производство, производство и распределение электроэнергии, газа и воды, потребление населением.

В обрабатывающих производствах наибольшую долю составляют металлургическое производство и производство готовых металлургических изделий.

Челябинская область располагает богатыми туристскими ресурсами, включающими природные, исторические и социально-культурные объекты. Все вышеперечисленное обеспечивает развитие туристкой индустрии, горнолыжных курортов.

II. Анализ существующего состояния электроэнергетики Челябинской области за прошедший пятилетний период

2. Общая характеристика энергосистемы Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области входит в объединенную энергосистему Урала и обслуживает территорию Челябинской области площадью 88529 кв. километров (0,52 процента от площади территории Российской Федерации).

Энергосистема Челябинской области включает в себя следующие энергорайоны:

Златоустовско-Миасский энергорайон;

Ашинский энергорайон;

Карталинский энергорайон;

Магнитогорский энергорайон;

Северный энергорайон;

Троицкий энергорайон;

Еманжелинский энергорайон;

Челябинский энергорайон, в том числе: Металлургический энергорайон, Сосновский энергорайон, энергорайон ЧТЭЦ-4, энергорайон ЧТЭЦ-1, энергорайон ЧЭМК.

Ниже приведен перечень объектов энергосистемы Челябинской области:

Златоустовско-Миасский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская, ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;

ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная, ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I, II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная, ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино, ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Ленинская с отпайкой на ПС Варламово, КВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Таганай с отпайками.

В Златоустовско-Миасский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Златоуст, ПС 500 кВ Кропачево, ПС 500 кВ Приваловская, ПС 220 кВ Чебаркуль, ПС 110 кВ Бакал, ПС 110 кВ Боровая, ПС 110 кВ Брусит, ПС 110 кВ Горная, ПС 110 кВ Город-2, ПС 110 кВ Единовер-т, ПС 110 кВ Завьялиха, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Ильменская, ПС 110 кВ Кисегач-т, ПС 110 кВ Кукшик-т, ПС 110 кВ Курортная, ПС 110 кВ Ленинская, ПС 110 кВ Лесная, ПС 110 кВ Миасс, ПС 110 кВ Н. Златоуст, ПС 110 кВ Салган-т, ПС 110 кВ Сатка, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Сулея-т, ПС 110 кВ Таганай, ПС 110 кВ Тургояк, ПС 110 кВ Юрюзань, ПС 110 кВ Яхино-т, Южноуральская ГРЭС, Тургоякская ТЭЦ, ТЭЦ УралАЗ, ПС 110 кВ Огнеупор (ТЭЦ Магнезит).

Ашинский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I, II цепь, ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I, II цепь с отпайками; ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская с отпайкой на ПС ММК3; ВЛ 110 кВ Улу-Теляк – АМЕТ 1, 2 цепь с отпайкой на ПС

Казаяк-т. ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово I и II цепь с отпайками (граница по ТПС 110 кВ Симская).

В Ашинский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Кропачево, ПС 220 кВ АМЕТ, ТПС 110 кВ Симская, ПС 110 кВ АМЗ (ТЭЦ АМЗ).

Карталинский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Карталы 220; ВЛ 110 кВ Бреды-т – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля, ВЛ 110 кВ Павловская – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля, ВЛ 110 кВ ПС 90 – Магнитная с отпайкой на ПС Буранная, ВЛ 110 кВ ПС 90 – Субутак-т, ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т, ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т, ВЛ 110 кВ Сиб. ПП – Кизил.

В Карталинский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Карталы 220, ПС 220 кВ Михеевский ГОК, ПС 220 кВ Обогатительная, ПС 220 кВ 90, ПС 110 кВ Бреды-т, ПС 110 кВ Бускуль-т, ПС 110 кВ Георгиевская, ПС 110 кВ Гогино-т, ПС 110 кВ Еленинская, ПС 110 кВ Еманкино-т, ПС 110 кВ Измайловская, ПС 110 кВ Карталы районная, ПС 110 кВ Карталы-т, ПС 110 кВ Кизил, ПС 110 кВ Магнай-т, ПС 110 кВ Магнитная, ПС 110 кВ Мочаги-т, ПС 110 кВ Обручевка, ПС 110 кВ Павловская, ПС 110 кВ Полоцкая, ПС 110 кВ Саламат-т, ПС 110 кВ Снежная, ПС 110 кВ Субутак-т, ПС 110 кВ Тамерлан-т, ПС 110 кВ Тумак-т, Троицкая ГРЭС, ГПС (ПС 220 кВ Михеевский ГОК), ГПС Варненская (ПС 220 кВ Обогатительная).

Магнитогорский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская, ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС, ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1, 2, ВЛ 220 кВ Смеловская – Белорецк-220 № 1, 2, ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремель I, II цепь;

ВЛ 110 кВ Агаповская – СПП, ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками, ВЛ 110 кВ ПС 90 – Красная Горка с отпайками, ВЛ 110 кВ ПС 90 – Магнитная с отпайкой на ПС Буранная, ВЛ 110 кВ ПС 90 – СПП 1, 2 цепь, ВЛ 110 кВ ПС 90 – Субутак-т, ВЛ 110 кВ Смеловская – Ново-Абзаково-т с отпайкой на ПС Баймово, ВЛ 110 кВ Смеловская – Укшук-т с отпайками.

В Магнитогорский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Магнитогорская, ПС 500 кВ Смеловская, ПС 220 кВ 4, ПС 220 кВ 30, ПС 220 кВ 60, ПС 220 кВ 77, ПС 220 кВ 86, ПС 220 кВ 90, ПС 110 кВ 23, ПС 110 кВ 62, ПС 110 кВ 63, ПС 110 кВ 87, ПС 110 кВ 96, ПС 110 кВ 99, Магнитогорская ГТ ТЭЦ, Магнитогорская ТЭЦ, Магнитогорская ЦЭС, ПВЭС-1, ПВЭС-2, ПС 10 кВ 29Л (ПСЦ турбинный участок).

Северный энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная; ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново- Ивановская, ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Шагол – Аргаяш с отпайками, ВЛ 110 кВ Шагол – Заварухино.

В Северный энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Шагол, ПС 220 кВ Мраморная, ПС 110 кВ Аргаяш, ПС 110 кВ Болото 1, ПС 110 кВ Болото 2, ПС 110 кВ Болото 7, ПС 110 кВ Заварухино, ПС 110 кВ Карабаш, ПС 110 кВ Касли, ПС 110 кВ Курчатовская, ПС 110 кВ Кыштым, ПС 110 кВ Маук, ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ Озерская, ПС 110 кВ Пирит, ПС 110 кВ Снежинская, ПС 110 кВ Сосновая, ПС 110 кВ Тайгинка, ПС 110 кВ Уфалей, Аргаяшская ТЭЦ, Карабашская МКЭУ, Каслинская МКЭУ.

Троицкий энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т, ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т, ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т, ВЛ 110 кВ Красная Горка – Березинская, АТГ-1, АТГ-2, АТ-3 Троицкой ГРЭС (граница по СШ 110 кВ).

В Троицкий энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 110 кВ Березинская, ПС 110 кВ Бобровская, ПС 110 кВ Гончарская, ПС 110 кВ Подовинная, ПС 110 кВ Троицкая районная, ПС 110 кВ Углицкая, ПС 110 кВ Упрун-т, ПС 110 кВ Чесменская, ПС 110 кВ Шантаринская, ПС 110 кВ Южноуральская, Троицкая ГРЭС.

Еманжелинский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Еманжелинка с отпайками (граница по Южноуральской ГРЭС), ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Казачья, ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Красногорка с отпайкой на ПС Красноселка-т (граница по Южноуральской ГРЭС), ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская, ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т, ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I и II цепь с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково).

В Еманжелинский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Исаково, ПС 110 кВ Еманжелинка, ПС 110 кВ Казачья, ПС 110 кВ Коркино, ПС 110 кВ Кочкарь, ПС 110 кВ Красногорка, Южноуральская ГРЭС, ПС 110 кВ Центральная разведочная (Мини-ТЭС).

Челябинский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 500 кВ Курган – Козырево, ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево, ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская, ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол, ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево, КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2, КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол;

ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I, II цепь с отпайкой на ПС ГПП-9, ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1, 2, ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская, ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол, ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая-220, КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь, ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково, ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС Исаково;

ВЛ 110 кВ Исаково – Бутаки с отпайками, ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I, II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Исаково-Синеглазово-т с отпайкой на ПС Смолинский карьер, ВЛ 110 кВ Козырево – Алакуль-т с отпайкой на ПС Пивкино-т, ВЛ 110 кВ Козырево- Чернявская-т, ВЛ 110 кВ Шагол – Аргаяш с отпайками, ВЛ 110 кВ Шагол-Заварухино, ВЛ 110 кВ Шагол-Харлуши с отпайками, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Лазурная с отпайкой на ПС Бакалинская.

В Челябинский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Козырево, ПС 500 кВ Шагол, ПС 220 кВ Исаково, ПС 220 кВ Каштак, ПС 220 кВ Конверторная, ПС 220 кВ Новометаллургическая, ПС 220 кВ Цинковая-220, Челябинская ТЭЦ-3 (ОРУ 220 кВ и 110 кВ), ПС 220 кВ ЧФЗ, ПС 220 кВ Хромовая, Челябинская ТЭЦ-4 (КРУЭ 220 кВ и 110 кВ), Челябинская ТЭЦ-1 (ОРУ 110 кВ), Челябинская ТЭЦ-2 (ОРУ 110 кВ), ПС 110 кВ Козырево-т, ПС 110 кВ Сосновская, ПС 110 кВ Ю. Копи.

В Челябинский энергорайон в том числе входят следующие энергорайоны:

Металлургический энергорайон;

Сосновский энергорайон;

энергорайон ЧТЭЦ-4;

энергорайон ЧТЭЦ-1;

энергорайон ЧЭМК.

Металлургический энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (граница по ПС 220 кВ Новометаллургическая), ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (граница по ПС 220 кВ Новометаллургическая), ВЛ 220 кВ Шагол - Каштак I и II цепь с отпайкой на ПС Очистные сооружения (граница по ПС 220 кВ Каштак), ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I и II цепь с отпайкой на ПС ГПП-9 (граница по ПС 500 кВ Козырево), ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Лазурная с отпайкой на ПС Бакалинская.

В Металлургический энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Каштак, ПС 220 кВ Конверторная, ПС 220 кВ Новометаллургическая (2 СШ 110 кВ), ЧТЭЦ-3 (ОРУ 110 кВ), ТЭЦ ЧМК, ПС 110 кВ Плавильная.

Сосновский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

КВЛ 110 кВ Исаково - Сосновская I и II цепь с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская (граница по ПС 500 кВ Шагол), КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками (граница по ПС 500 кВ Шагол).

В Сосновский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Шагол (2 СШ 110 кВ), ПС 220 кВ Исаково, ПС 110 кВ Массивная, ПС 110 кВ Новоградская, ПС 110 кВ Сосновская, ПС 110 кВ Спортивная, ПС 110 кВ Шершневская.

Энергорайон ЧТЭЦ-4 ограничен следующими ВЛ:

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (граница по ПС 500 кВ Шагол), КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (граница по ПС 500 кВ Шагол), ВЛ 110 кВ Шагол – Аэродромная, ВЛ 110 кВ Шагол – СЗК, КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I и II цепь.

В энергорайон ЧТЭЦ-4 входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Шагол (1 СШ 110 кВ), ПС 220 кВ Новометаллургическая (1 СШ 110 кВ), ПС 110 кВ Аэродромная, ПС 110 кВ СЗК, ЧТЭЦ-4 (КРУЭ 110 кВ);

ПС 500 кВ Шагол (ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Новометаллургическая (ОРУ 220 кВ), ЧТЭЦ-4 (КРУЭ 220 кВ).

Энергорайон ЧТЭЦ-1 ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I и II цепь, ВЛ 110 кВ Исаково – Гранитная с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Исаково – Челябинская ТЭЦ-1 с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Исаково – Еткуль с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Исаково – Ю. Копи с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково), ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I и II цепь.

В энергорайон ЧТЭЦ-1 входят следующие основные объекты:

ПС 500 кВ Козырево, ПС 220 кВ Исаково, ЧТЭЦ-1, ПС 110 кВ Гусеничная, ПС 110 кВ Еткуль, ПС 110 кВ ЗСО, ПС 110 кВ Козырево-т, ПС 110 кВ Пластмасс, ПС 110 кВ ЧТЗ, ПС 110 кВ Чурилово-т, ПС 110 кВ Ю. Копи.

Энергорайон ЧЭМК ограничен следующими ВЛ:

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I и II цепь, ВЛ 220 кВ Шагол - Цинковая-220, ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I и II цепь.

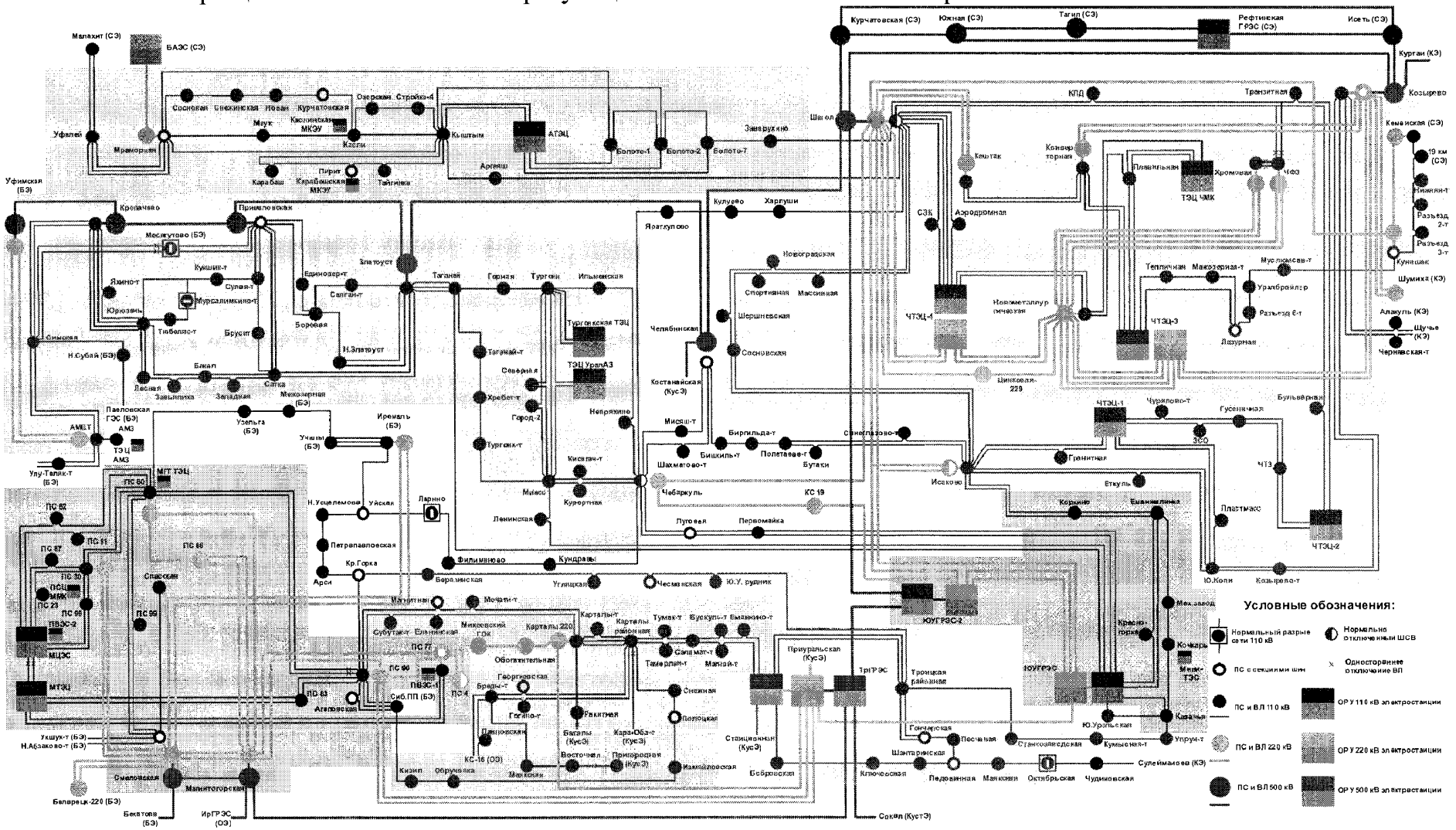
В энергорайон ЧЭМК входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Новометаллургическая, ПС 220 кВ ЧФЗ, ПС 220 кВ Хромовая, ПС 220 кВ Цинковая-220.

Упрощенная схема системообразующей сети 500-220-110 кВ энергосистемы Челябинской области приведена на рисунке 2.

Рисунок 2

Упрощенная схема системообразующей сети 500-220-110 кВ энергосистемы Челябинской области



3. Информация по генерирующим компаниям Челябинской области.

На территории Челябинской области представлены следующие основные генерирующие компании:

филиал публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – Троицкая ГРЭС;

публичное акционерное общество «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – крупнейшая российская теплогенерирующая компания установленной мощностью 18,828 ГВт.

На территории Челябинской области расположена Троицкая ГРЭС. Установленная мощность генерирующего оборудования Троицкой ГРЭС составляет 1321 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станции будут представлены в разделе 12 СиПРЭ Челябинской области;

филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2.

АО «Интер РАО – Электрогенерация» объединяет российские генерирующие активы Группы «Интер РАО», за исключением электростанций в Омской, Томской областях и Башкирии.

В состав АО «Интер РАО – Электрогенерация» входит 21 крупнейшая электростанция суммарной установленной мощностью 22,6 ГВт.

На территории Челябинской области расположены Южноуральская ГРЭС и Южноуральская ГРЭС-2. Установленная мощность генерирующего оборудования Южноуральской ГРЭС составляет 747 МВт. Установленная мощность генерирующего оборудования Южноуральской ГРЭС-2 составляет 844,5 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станций будут представлены в разделе 12 СиПРЭ Челябинской области;

филиал Энергосистема «Урал» публичного акционерного общества «Фортум».

В Челябинской области расположены следующие станции, входящие в Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»: Аргаяшская ТЭЦ (установленная мощность генерирующего оборудования – 256 МВт), Челябинская ТЭЦ-1 (установленная мощность генерирующего оборудования – 133,8 МВт), Челябинская ТЭЦ-2 (установленная мощность генерирующего оборудования – 320 МВт), Челябинская ТЭЦ-3 (установленная мощность генерирующего оборудования – 593 МВт), Челябинская ТЭЦ-4 (установленная мощность генерирующего оборудования – 757,5 МВт).

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станций будут представлены в разделе 12 СиПРЭ Челябинской области.

АО «ГТ Энерго» Магнитогорская газотурбинная теплоэлектроцентраль (далее именуется – Магнитогорская ГТ ТЭЦ).

В Челябинской области расположена Магнитогорская ГТ ТЭЦ. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 18 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станции будут представлены в разделе 12 СиПРЭ Челябинской области.

ООО «Перспектива».

ООО «Перспектива» осуществляет следующие виды деятельности: производство, передача и распределение тепловой энергии, а также производство электроэнергии. Компания осуществляет строительство новых и модернизацию уже существующих котельных, а также энергетических центров на базе газопоршневых когенерационных установок, производящих тепловую и электрическую энергию.

В Челябинской области расположены следующие объекты, входящие в состав ООО «Перспектива»:

Модульная когенерационная энергетическая установка в городе Касли (далее именуется – Каслинская МКЭУ) установленной электрической мощностью 20 МВт;

Модульная когенерационная энергетическая установка в городе Карабаш (далее именуется – Карабашская МКЭУ) установленной электрической мощностью 20 МВт;

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станций будут представлены в разделе 12 СиПРЭ Челябинской области.

ООО «Капитал-Сити».

В Челябинской области расположена ГПЭС Варненская установленной электрической мощностью 77,4 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станции будут представлены в разделе 12 СиПРЭ Челябинской области.

4. Информация по электростанциям промышленных предприятий.

На территории Челябинской области функционируют следующие электростанции промышленных предприятий:

ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» включает в себя следующие станции:

Магнитогорская ТЭЦ установленной электрической мощностью 300 МВт;

Магнитогорская ЦЭС установленной электрической мощностью 191 МВт;

паровоздуходувная станция № 1 (далее именуется – ПВЭС-1) установленной электрической мощностью 10 МВт;

паровоздуходувная станция № 2 (далее именуется – ПВЭС-2) установленной электрической мощностью 91 МВт;

ТЭЦ паросилового цеха (далее именуется – ПСЦ) установленной электрической мощностью 18,92 МВт.

ООО «Мечел-Энерго» включает в себя следующие станции:

ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго») установленной электрической мощностью 229 МВт;

ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в городе Чебаркуль) установленной электрической мощностью 3,5 МВт.

АО «Миасский машиностроительный завод» имеет в составе ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод» (Тургоякская ТЭЦ) установленной электрической мощностью 24,5 МВт.

АО «Саткинский чугуноплавильный завод» имеет в составе ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода установленной электрической мощностью 3 МВт.

АО «ЭнСер» имеет в составе ТЭЦ УралАЗ установленной электрической мощностью 36 МВт.

АО «Комбинат Магнезит» имеет в составе ТЭЦ Магнезит установленной электрической мощностью 24 МВт.

ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод») имеет в составе Центральную электрическую станцию Златоустовского металлургического завода (далее именуется – ЦЭС ЗМЗ) установленной электрической мощностью 6 МВт.

ПАО «Ашинский металлургический завод» имеет в составе ТЭЦ установленной электрической мощностью 14,5 МВт.

АО «Златоустовский машиностроительный завод» имеет в составе ТЭЦ АО «Златмаш» установленной электрической мощностью 13 МВт.

АО «Южуралзолото Группа Компаний» имеет в составе ГПУ Южуралзолото установленной электрической мощностью 16 МВт.

АО «Вишневогорский ГОК» имеет в составе ТЭЦ установленной электрической мощностью 3,09 МВт.

ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е. И. Забабахина» имеет в составе ГПЭС Энергоцентра город Снежинск установленной электрической мощностью 12 МВт.

ООО «Капитал-Сити» включает в себя следующие станции:

ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» установленной электрической мощностью 17,2 МВт;

ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» установленной электрической мощностью 8,6 МВт;

АО «Михеевский ГОК» имеет в составе ГПЭС установленной электрической мощностью 92 МВт.

Перечень основного оборудования и прочие характеристики станций промышленных предприятий будут представлены в разделе 12 СиПРЭ Челябинской области.

5. Информация по электросетевым и сбытовым компаниям, гарантирующим поставщикам.

На территории Челябинской области представлены следующие основные электросетевые компании:

Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» осуществляет передачу электрической энергии по распределительным сетям 0,4 – 110 кВ на территории Челябинской области. Основной задачей является обеспечение надежного функционирования и развития распределительного электросетевого комплекса Челябинской области, а также подключение новых потребителей к распределительным электрическим сетям указанной компании.

Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» осуществляет электроснабжение промышленных предприятий и населения Челябинской области. Всего в эксплуатации филиала находится 312 подстанций напряжением 35 - 220 кВ (1 ПС 220 кВ, 186 ПС 110 кВ, 125 ПС 35 кВ). Суммарная установленная трансформаторная мощность на ПС 20 - 220 кВ – 6459,53 МВА.

Суммарная протяженность ЛЭП 110 кВ составляет 5355 километров, ЛЭП 35 кВ – 2710 километров, ЛЭП 6-10 кВ – 18384 километра, ЛЭП 0,4 кВ – 15951 километр.

В составе филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» имеется 5 производственных отделений (Челябинские городские, Центральные, Златоустовские, Магнитогорские и Троицкие электрические сети).

Филиал публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское предприятие магистральных электрических сетей (далее именуется – Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС).

В зону обслуживания Южно-Уральского ПМЭС входит территория Челябинской области. В эксплуатации Южно-Уральского ПМЭС находятся 2728 километра ВЛ и КЛ напряжением 110-500 кВ и 15 подстанций общей трансформаторной мощностью 10701,1 МВА (8 подстанций 500 кВ, 7 подстанций 220 кВ).

Кроме вышеперечисленных сетевых компаний на территории Челябинской области имеются следующие территориальные сетевые организации (далее именуется – ТСО):

акционерное общество «Автомобильный завод «Урал» (далее именуется – АО «Автомобильный завод «Урал» (АО «АЗ «Урал»));

акционерное общество «Оборонэнерго» Филиал «Уральский» (далее именуется – АО «Оборонэнерго» Филиал «Уральский»);

акционерное общество «Горэлектросеть» города Магнитогорска (далее именуется – АО «Горэлектросеть» города Магнитогорска);

акционерное общество «Трансэнерго» (далее именуется – АО «Трансэнерго»);

акционерное общество «Челябинское авиапредприятие» (далее именуется – АО «ЧАП»);

акционерное общество «Электросеть» (далее именуется – АО «Электросеть»);

акционерное общество «Энергосетевая Компания ЧТПЗ» (далее именуется – АО «ЭСК ЧТПЗ»);

акционерное общество «Энергопром-Челябинский электродный завод» (далее именуется – АО «ЭПМ-ЧЭЗ» (АО «ЭНЕРГОПРОМ-ЧЭЗ»));

муниципальное многоотраслевое предприятие коммунального хозяйства (далее именуется – ММПКХ);

муниципальное унитарное предприятие «КОММЕТ» (далее именуется – МУП «КОММЕТ»);

муниципальное унитарное предприятие «Городская управляющая компания» (далее именуется – МУП «ГУК»);

муниципальное унитарное предприятие «Горэлектросеть» (далее именуется – МУП «Горэлектросеть»)

муниципальное унитарное предприятие «Копейские электрические сети» (далее именуется – МУП «КЭС»);

муниципальное унитарное предприятие «Многоотраслевое производственное объединение энергосетей» города Трехгорного (далее именуется – МУП «МПОЭ» города Трехгорного);

муниципальное унитарное предприятие «Электротепловые сети» (далее именуется – МУП «ЭТС»);

непубличное акционерное общество «Вишневогорский горно-обогатительный комбинат» (далее именуется – АО «Вишневогорский ГОК»);

открытое акционерное общество «Магнитогорский метизно-калибровочный завод «ММК-Метиз» (далее именуется – ОАО «ММК-Метиз»);

открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала открытого акционерного общества «Российские железные дороги») (далее именуется – ОАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»));

открытое акционерное общество «Челябинская электросетевая компания» (далее именуется – ОАО «ЧЭК»);

общество с ограниченной ответственностью «АТЭК74» (далее именуется – ООО «АТЭК74»);

общество с ограниченной ответственностью «Златэнерготелеком» (далее именуется – ООО «Златэнерготелеком»);

общество с ограниченной ответственностью «Интернешенел Билдинг Констракшен» (далее именуется – ООО «ИБК»);

общество с ограниченной ответственностью «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания» (далее именуется – ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»);

общество с ограниченной ответственностью Завод стройиндустрии «КЕММА» (далее именуется – ООО «КЕММА»);

общество с ограниченной ответственностью «Магнитогорская Сетевая Компания» (далее именуется – ООО «МСК»);

общество с ограниченной ответственностью «Металлстрой» (далее именуется – ООО «Металлстрой»);

общество с ограниченной ответственностью «Механический завод» (далее именуется – ООО «Механический завод»);

общество с ограниченной ответственностью «Объединенная электросетевая компания – Челябинск» (далее именуется – ООО «ОЭсК – Челябинск»);

общество с ограниченной ответственностью «ПРОДВИЖЕНИЕ» (далее именуется – ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»);

общество с ограниченной ответственностью «Региональная сетевая компания» (далее именуется – ООО «РСК»);

общество с ограниченной ответственностью Сетевая Компания «ЭнергоРесурс» (далее именуется – ООО СК «ЭнР»);

общество с ограниченной ответственностью «ТДК» (далее именуется – ООО «ТДК»);

общество с ограниченной ответственностью «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ» (далее именуется – ООО «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ»);

общество с ограниченной ответственностью «Трансэнерго» (далее именуется – ООО «Трансэнерго»);

общество с ограниченной ответственностью «Управление энергоснабжения и связи» (далее именуется – ООО «УЭС»);

общество с ограниченной ответственностью «Уральская энергетическая сетевая компания» (далее именуется – ООО «УЭСК»);

общество с ограниченной ответственностью «ЭДС» (далее именуется – ООО «ЭДС»);

общество с ограниченной ответственностью «ЭК Маяк» (далее именуется – ООО «ЭКМ»);

общество с ограниченной ответственностью «Электро ТК» (далее именуется – ООО «Электро ТК»);

общество с ограниченной ответственностью «Электросетевая компания» (далее именуется – ООО «ЭСК»);

общество с ограниченной ответственностью «Электросетевая компания» (далее именуется – ООО «Электросетевая компания»);

общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ АЛЬТАИР» (далее именуется – ООО «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ АЛЬТАИР»);

общество с ограниченной ответственностью «Энергоснабжающая сетевая компания» (далее именуется – ООО «ЭСК»);

общество с ограниченной ответственностью «Энерготехсервис» (далее именуется – ООО «ЭТС»);

общество с ограниченной ответственностью «Эффект ТК» (далее именуется – ООО «Эффект ТК»);

общество с ограниченной ответственностью «Южноуральская сетевая компания» (далее именуется – ООО «ЮСК»);

публичное акционерное общество «Магнитогорский металлургический комбинат» (далее именуется – ПАО «ММК»);

публичное акционерное общество «Челябинский машиностроительный завод автомобильных прицепов «Уралавтоприцеп» (далее именуется – ПАО «Уралавтоприцеп»);

публичное акционерное общество «Челябинский завод профилированного стального настила» (далее именуется – ПАО «ЧЗПСН-Профнастил»);

федеральное государственное унитарное предприятие «Приборостроительный завод» (далее именуется – ФГУП «ПСЗ» (ФГУП «Приборостроительный завод»));

федеральное государственное унитарное предприятие «Производственное объединение «Маяк» (далее именуется – ФГУП «ПО «Маяк»).

В таблице 1 представлена сводная информация о ТСО (территория присутствия, сводные данные по сетям и прочая информация), собранная из открытых источников.

Таблица 1

Сводная информация о ТСО

№	Наименование ТСО	Территория присутствия	Сводные данные по сетям	Адрес сайта	Контакты	ПС 110 кВ	ПС 35 кВ
1.	АО «АЗ «Урал»	Челябинская область, промышленная площадка АО «АЗ «Урал», микрайон № 5 центральной части города Миасса, частично поселок Заречье, частично промышленная зона севернее АО «АЗ «Урал»	длина ЛЭП общая - 277,49 километра; в том числе ЛЭП 35 кВ - 7,6 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 263,89 километра; ЛЭП 0,4 кВ – 6 километров; трансформаторная мощность подстанций 384,919 МВА	www.uralaz.ru	Челябинская область, город Миасс, пр. Автозаводцев, 1, тел.: +7 (3513) 55-16-37, SecrUral@gaz.ru	ТЭЦ УралАЗ ПС 110 кВ Северная ПС 110 кВ Автозаводская ПС 110 кВ Сталелитейная	ПС 35 кВ Город
2.	АО «Оборонэнерго» Филиал «Уральский»	Челябинская область (публикация информации о перечне зон деятельности сетевой организации с детализацией по населенным пунктам и районам городов, определяемых в соответствии с границами балансовой принадлежности электросетевого хозяйства,	длина ЛЭП общая - 581,74 километра; трансформаторная мощность подстанций 66,25 МВА	www. oboronenergo.su	город Москва, улица Русаковская, дом 13, стр.19, 21-25, тел.: +7 (495) 532-13-06, info@oen.su	ПС 110 кВ 480	нет

		находящегося в собственности сетевой организации или на ином законном основании, подлежащей раскрытию в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии», осуществляется в соответствии с пунктом 22 перечня сведений, отнесенных					

		к государственной тайне, утвержденного Указом Президента Российской Федерации от 30 ноября 1995 года № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне»)					
3.	АО «Горэлектросеть»	Челябинская область, город Магнитогорск	ЛЭП 110 кВ – 78,6 километра; ЛЭП 35 кВ - 119 километров; ЛЭП 6-10 кВ - 961,5 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 1288,9 километра; трансформаторная мощность подстанций- 1021,99 МВА	www.gesmgn.ru	Челябинская область, город Магнитогорск, улица Комсомольская, 11/1, корпус 1, тел.: (3519) 29-30-00, ges@ magnitka.info	ПС 110 кВ 49 ПС 110 кВ 98 ПС 110 кВ 99	ПС 35 кВ 44 ПС 35 кВ 48 ПС 35 кВ 58 ПС 35 кВ 89
4.	АО «Трансэнерго»	Челябинская область, город Снежинск	длина ЛЭП общая - 778,397 километра; трансформаторная мощность подстанций - 401,808 МВА	www. oaotransenergo.ru	Челябинская область, город Снежинск, улица Транспортная, 44, а/я 575, тел.: (35146) 9-24-27, transen @ao-te.ru	ПС 110 кВ Снежинская ПС 110 кВ Курчатовская ПС 110 кВ Светлая ПС 110 кВ Сосновая ПС 110 кВ	нет

						Новая	
5.	АО «ЧАП»	Челябинская область, город Челябинск, Металлургический район	длина ЛЭП общая - 85,66 километра, в том числе ЛЭП 6(10) кВ - 61,8 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 23,86 километра; трансформаторная мощность подстанций 10,34 МВА	www.cekport.ru	Челябинская область, город Челябинск, Аэропорт, тел.: +7 (351) 778-34-74, odo@cekport.ru	нет	нет
6.	АО «Электросеть»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск, Златоустовский городской округ: город Златоуст, Чебаркульский городской округ: город Чебаркуль	длина ЛЭП общая - 73,1 километра, в том числе ЛЭП 110 кВ - 23,48 километра; ЛЭП 35 кВ - 7,87 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 16,74 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 24,92 километра; трансформаторная мощность подстанций 1681,44 МВА	www. zaoelektroset.ru	Кемеровская область, город Междуреченск, проезд Горького, 25, тел.: +7 (384) 753-20-89 info@ zaoelektroset.ru	ПС 110 кВ ЗМЗ-3 ПС 110 кВ ЗМЗ-4 ПС 110 кВ ЗМЗ-6 ПС 110 кВ Гранит ПС 110 кВ Компрессорная ПС 110 кВ ГПП-2 ПС 110 кВ Плавильная ПС 110 кВ ГПП-4 ПС 110 кВ ГПП-5 ПС 110 кВ ГПП-6 ПС 110 кВ	ПС 35 кВ ГПП-1 ПС 35 кВ ГПП-17

						ГПП-7 ПС 110 кВ ГПП-12 ПС 110 кВ ГПП-13 ПС 110 кВ ГПП-14 ПС 110 кВ ГПП-16	
7.	АО «ЭСК ЧТПЗ»	Челябинская область, город Челябинск, Ленинский район	длина ЛЭП общая - 65,2 километра, в том числе: ЛЭП 35 кВ - 4,07 километра; ЛЭП 6 кВ - 52,01 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 9,12 километра; трансформаторная мощность подстанций 110 кВ - 286 МВА; трансформаторная мощность ТП 6 кВ - 7,8 МВА	www.eskchel.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Машиностроителей, 21, тел.: +7 (351) 259-03-76, +7 (351) 255-77-99, Vladimir.Belkov@chelpipe.ru	ПС 110 кВ ГПП-1 ПС 110 кВ ГПП-2 ПС 110 кВ ГПП-3	нет
8.	АО «ЭПМ-ЧЭЗ»	Челябинская область, город Челябинск, Челябинский электродный завод	длина ЛЭП общая - 146,27 километра; трансформаторная мощность подстанций 286 МВА	www.epmgroup.ru	Челябинская область, город Челябинск, Челябинский электродный завод, тел.: +7 (351) 725-81-36, chez@	ПС 110 кВ Прогресс №1 ПС 110 кВ Прогресс №2 ПС 110 кВ Прогресс №3	нет

					energoprom.ru		
9.	ММПКХ	Челябинская область, город Озерск	длина линий электропередач, всего - 923,925 километра; трансформаторная мощность подстанций 171,403 МВА	www.ozerskres.ru	Челябинская область, город Озёрск, улица Матросова, 44, тел.: +7 (351-30) 4-67-74, all_in @ozerskres.ru	ПС 110 кВ Озерская	нет
10.	МУП «КОММЕТ»	Челябинская область, город Челябинск, Металлургический район, в пределах границ улиц: Пети Калмыкова, Б. Хмельницкого, Вишнегорская, Сталеваров, Хлебозаводская, Северный луч, Аральская, Измайловская, поселок Першино, поселок Каштак (улица Кишиневская, улица Лазурная, пер. Хвойный, пер. Боровой). Челябметрострой – Калининский район, 47 мкрн – район Парковый,	подстанции 110 кВ - 1 штука, подстанции 6-10 кВ - 191 штука. Длина ЛЭП общая - 724,559 километра.	www.kommet74.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Обухова, 11, тел.: +7 (351) 248-84-59, +7 (900) 079-05-09, mup.kommet@ yandex.ru	ПС 110 кВ Першино	нет

		Краснопольский проспект - район Парковый, улица Чоппа – Тракторо-заводский район. Поселок Фатеевка, поселок Аэропорт					
11.	МУП «ГУК»	Челябинская область, Миасский городской округ, город Миасс	общая длина ВЛ - 155 километров; общая длина КЛ - 387 километров; ТП, РП - 225 штук.	www.mup-guk.ru	Челябинская область, город Миасс, улица 8 Марта, 123, тел.: +7 (3513) 54-32-54, info@ esk-74.ru	нет	нет
12.	МУП «Горэлектросеть»	Челябинская область, Саткинский муниципальный район: город Бакал; город Сатка; поселок Иструть; поселок Первомайский; поселок Межевой; поселок Первомайский; поселок Покровка; поселок Сулея; поселок Сибирка; поселок Ельничный; поселок Рудничный;	центров питания 35 кВ и выше нет	www.enr-satka.ru	Челябинская область, город Сатка, улица Моло-дежная, 4А, тел.: +7 (35161) 4-05-26, mup.gorelektro set@yandex.ru	нет	нет

		село Романовка; поселок Тельмана; поселок Малый Бердяуш; поселок Чулковка; поселок Единовер; поселок Мраморный; поселок Теплый; поселок Пороги; поселок Черная Речка; поселок Березовый Мост					
13.	МУП «КЭС»	Челябинская область, Копейский городской округ: поселок Вахрушево, поселок Козырево, поселок Потанино, часть центра города Копейска, поселок Октябрьский, поселок Калачёво, поселок Заозёрный, поселок Синеглазово, поселок Железнодорожный, часть поселка Старокамышинск	центров питания 35 кВ и выше нет	www.mupkes.ru	Челябинская область, город Копейск, улица Гастелло, 15, тел.: +7 (35139) 7 -50 - 09, info@ mupkes.ru	нет	нет
14.	МУП «МПОЭ» города Трехгорного	Челябинская область, Трехгорный городской округ, город Трехгорный	центров питания 35 кВ и выше нет	http://energo.trekhgorny.ru	Челябинская область, город Трехгорный, улица	нет	нет

					Маршала Жукова, 1а, тел.: +7 (35191) 6-20-61, energo@ atlint.ru		
15.	МУП «ЭТС»	Челябинская область, Троицкий городской округ: поселок Гончарка, поселок Станционный, поселок Золотая Сопка, поселок ГРЭС	центров питания 35 кВ и выше нет	www.etstr.ru	Челябинская область, город Троицк, улица Сибирская, 6, тел.: +7 (35163) 2-69-29, tr-ets@ mail.ru	нет	нет
16.	АО «Вишнево-горский ГОК»	Каслинский муниципальный район: рабочий поселок Вишневогорск	длина ЛЭП общая - 16,65 километра; трансформаторная мощность подстан-ций - 49,12 МВА	http://vishgok.ru/	Челябинская область, Каслинский район, рабочий поселок Вишневогорск, улица Ленина, 61, тел.: 8 (351) 493-41-22 gok74@mail.ru	ПС 110 кВ ВРУ	ПС 35 кВ ГПП-1 ПС 35 кВ ГПП-2
17.	ОАО «ММК-Метиз»	Челябинская область, город Магнитогорск, Орджоникидзевский район	длина ЛЭП общая - 29,626 километра, в том числе ЛЭП 110 кВ – 1,2 километра;	www.mmk-metiz.ru	Челябинская область, город Магнитогорск, улица Метизников, 5,	ПС 110 кВ 97 (ММЗ)	

			ЛЭП 35 кВ – 25,351 километра; ЛЭП 6(10) кВ - 3,075 километра; трансформаторная мощность подстанций - 286 МВА		тел.: 8-800-350-28-89, info@mmk-metiz.ru		
18	ОАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»)	Челябинская область	длина ЛЭП общая - 4834,08 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ – 18 километров; ЛЭП 35 кВ – 38 километров; ЛЭП 6(10) кВ - 2115,36 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 2662,72 километра; трансформаторная мощность подстанций - 2191,28 МВА	http://www.rzd.ru/ent/public/ru?STRUCTURE_ID=5185&layer_id=5554&refererLayerId=5554&id=145#47	Челябинская область, город Челябинск, улица Троицкий тракт, дом 22а, тел.: +7 (351) 268-44-30 hq-asek@surw.ru	Южно-Уральская ж/д ПС 110 кВ Ай-т, ПС 110 кВ Бердяуш-т, ПС 110 кВ Биргильда-т, ПС 110 кВ Бишкиль-т, ПС 110 кВ Бреды-т, ПС 110 кВ Гогино-т, ПС 110 кВ Гумбейка, ПС 110 кВ Дубровка-т, ПС 110 кВ Единовер-т, ПС 110 кВ Еманжелинск-т, ПС 110 кВ Золотая сопка-т,	н/д

						ПС 110 кВ Карталы-т, ПС 110 кВ Кисегач-т, ПС 110 кВ Козырево-т, ПС 110 кВ Красноселка-т, ПС 110 кВ Кукшик-т, ПС 110 кВ Кумысная-т, ПС 110 кВ Магнито-горск-т, ПС 110 кВ Межозерная-т, ПС 110 кВ Мисяш-т, ПС 110 кВ Мочаги-т, ПС 110 кВ Мурсалим-кино-т, ПС 110 кВ Муслюмово-т, ПС 110 кВ Нижняя-т, ПС 110 кВ Полетаево-т, ПС 110 кВ Разъезд 2-т,	

						ПС 110 кВ Разъезд 3-т, ПС 110 кВ Разъезд 6-т, ПС 110 кВ Саламат-т, ПС 110 кВ Салган-т, ПС 110 кВ Синеглазово-т, ПС 110 кВ Смолино-т, ПС 110 кВ Субутак-т, ПС 110 кВ Сулея-т, ПС 110 кВ Таганай-т, ПС 110 кВ Тамерлан-т, ПС 110 кВ Тумак-т, ПС 110 кВ Тундуш-т, ПС 110 кВ Тургояк-т, ПС 110 кВ Тюбеляс-т, ПС 110 кВ Упрун-т, ПС 110 кВ Усть-Катав-т,	

						ПС 110 кВ Хребет-т, ПС 110 кВ Челябинск Главный-т, ПС 110 кВ Челябинск Южный-т, ПС 110 кВ Чернявская-т, ПС 110 кВ Чурилово-т, ПС 110 кВ Шахматово-т, ПС 110 кВ Яхино-т. КуйбЖД: ТПС 110 кВ Симская, ТПС 110 кВ Аша, ТПС 110 кВ Миньяр, ТПС 110 кВ Ерал. Прочие тяговые ПС: ПС 110 кВ Бускуль-т, ПС 110 кВ Еманкино-т, ПС 110 кВ	

						Магнай-т	
19.	ОАО «ЧЭК»	Челябинская область, город Челябинск: Советский район, Центральный район, Ленинский район, Курчатовский район, Калининский район, Тракторозаводский район; Сосновский муниципальный район: поселок Терема, поселок Интернационалист; Кыштымский городской округ: город Кыштым, поселок Увильды, поселок Слюдорудник, поселок Северная Кузнечиха, поселок Южная Кузнечиха, поселок Рипус, поселок Каолиновый, поселок Тайгинка, поселок Кувалжиха, поселок Егусты, поселок Татыш	подстанций и РП 35 кВ и выше нет, ТП (РП) 6-10 кВ - 56 единиц	http://chek74.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Харлова, 3, тел.: +7-800-200-94-12, 83512184021@mail.ru	нет	нет

20.	ООО «АТЭК74»	Челябинская область, город Челябинск: Курчатовский район, Центральный район, Ленинский район; Красноармейский муниципальный район	подстанций и РП 35 кВ и выше нет, длина ЛЭП, всего - 21,17 километра, трансформаторная мощность подстанций, всего - 16,57 МВА	www.атэк74.рф	Челябинская область, город Челябинск, улица Аношкина, 12, нежилое помещение 8 (офис 402), тел.: +7 (351) 778-65-59, +7 (351) 223-85-45, +7 (919) 123-85-45, ooo.atek74@gmail.com	нет	нет
21.	ООО «Златэнерго-телеком»	в зоне деятельности нет населенных пунктов	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	http://zlattelekom.ru	Челябинская область, город Златоуст, Площадь III Интернационала, тел.: +7 (912) 403-22-75, +7 (912) 478-52-88, zlattelekom@mail.ru	нет	нет
22.	ООО «ИБК»	Челябинская область, город Миасс	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.ibkmiass.ru	Челябинская область, город Миасс, проспект Макеева, 54,	нет	нет

					тел.: +7 (3513) 29-88-35, ibc_miass @mail.ru		
23.	ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»	Каслинский район: город Касли	длина ЛЭП общая - 42,193 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ - 1,22 километра; ЛЭП 10 кВ - 40,308 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 0,665 километра; трансформаторная мощность подстанций - 56,396 МВА	https://kaslienergo.ru/potrebitelyam/raskrytie-informacii-v-sootvetstvii-s-postanovleniem-pravitelstva-rf-ot-21-01-2004-24/	Челябинская область, город Касли улица Советская, 68, тел.: 8 (35149) 2-23-59 kasli22359 @mail.ru	ПС 110 кВ Маш.з-д	нет
24.	ООО «КЕММА»	город Челябинск: промзона ЧМК, Миасский городской округ: город Миасс	длина ЛЭП, всего 22,79 километра, в том числе 110 кВ - 5,28 километра, 6 (10) кВ - 17,51 километра; трансформаторная мощность подстанций 32 МВА	www.kemma.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Мраморная, 26, тел.: +7 (351) 216-50-10 info@ kemma.ru	ПС 110 кВ Оргстекло	нет
25.	ООО «МСК»	Челябинская область, город Магнитогорск: поселок Звездный, территория возле ТЦ «Дом» в 145	2 ПС 35 кВ суммарной установленной трансформаторной мощностью 8 МВА,	http://magsk.ru	Челябинская область, город Магнитогорск, улица	нет	ПС 35 кВ Песчаный карьер ПС 35 кВ УПТК

		микрорайоне, территория возле ТРК «Континент», территория возле ТРЦ «Гостиный двор», 134 микрорайон, территория завода ООО «ЗЖБИ-500», территория возле насосной станции в районе станции Магнитка, в районе дома 94 по улице Кирова, в районе дома 15 по Белорецкому шоссе; песчаный карьер в поселке Раздолье Агаповского муниципального района; город Челябинск: в границах улицы Братьев Кашириных, улицы Молодогвардейцев, Набережной реки Миасс, улицы Чичерина в Калининском и Центральном районах города Челябинска,	34 ТП 6-10 кВ суммарной установленной трансформаторной мощностью 55,58 МВА		Гагарина, дом 50, тел.: 8 (3519) 21-26-11 msk-magnitogorsk @mail.ru		

		I-III микрорайоны; город Озерск район улицы Дзержинского (территория вблизи ТРК «Фестиваль»)					
26.	ООО «Металлстрой»	город Челябинск: поселок Смолино, Советский район, Курчатовский район, Тракторозаводский район; Чебаркульский муниципальный район: поселок Малково, село Непряхино, город Чебаркуль, улица Дзержинского; Сосновский муниципальный район: поселок Томино, поселок Кременкуль	подстанций и РП 35 кВ и выше нет, трансформаторная мощность подстанций 6-10 кВ всего - 17,865 МВА	https://sk-metallstroy.jimdo.com/	Челябинская область, город Челябинск, улица 1-ая Потребительская, 17, тел.: +7 (919) 123-29-83, +7 (351) 260-96-51, sk-metallstroy@mail.ru	нет	нет
27.	ООО «Механический завод»	Челябинская область, Еманжелинский муниципальный район, Зауральское городское поселение	длина ЛЭП, всего - 23,54 километра, в том числе 110 кВ - 12,6 километра; трансформаторная мощность подстанции, всего -	http://mz-energo.ru/	Челябинская область, поселок Зауральский, улица Труда, 1А, тел.: +7 (351) 211-65-16	ПС 110 кВ Механический завод	нет

			32 МВА				
28.	ООО «ОЭсК-Челябинск»	Чебаркульский городской округ: город Чебаркуль; Кыштымский городской округ: город Кыштым; Аргаяшский муниципальный район: поселок Увильды; Красноармейский муниципальный район: поселок Береговой; город Челябинск: Металлургический район, Советский район, Центральный район, Ленинский район, Тракторозаводский район, Калининский район Курчатовский район	длина линий электропередач, всего 30,57 километра, в том числе 35 кВ - 4,13 километра, 6(10) кВ - 18,02 километра, 0,4 кВ - 8,42 километра; трансформаторная мощность подстанций всего - 63,85 МВА	http://oesk74.ru/	Челябинская область, город Челябинск, улица Тагильская, 32а, тел.: +7 (351) 248-64-84, oesk2011@yandex.ru	нет	нет
29.	ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск в границах улицы Братьев Кашириных	длина ЛЭП общая - 259,33 километра; трансформаторная мощность подстанций - 365,24 МВА	https://prodvizhenie174.ru/	Челябинская область, город Челябинск, улица Героев Танкограда, дом 33, тел.: +7 (351) 724-	ПС 110 кВ Тальковая, ПС 110 кВ Обжиговая, ПС 110 кВ Шахтная, ПС 110 кВ	ГПП 35 кВ «ГРУ», ПС 35 кВ МИЗ, ГПП 35 кВ «Агрегат», ПС 35 кВ

		(дома 85а, 85б, 87а), улицы Молодогвардейцев (дом 2а), Сосновский муниципальный район, Аргаяшский муниципальный район; Миасский городской округ: город Миасс; Ашинский муниципиальный район: город Сим, село Биянка, поселок Колослейка, поселок Караганка; Саткинский муниципальный район: город Бакал; Кусинский муниципальный район: рабочий поселок Магнитка, город Куса, село Медведевка; Верхнеуфалейский			18-35, info@ prodvi-zhenie174.ru	Сидеритовая, ПС 110 кВ УЗРМО	Объединенный рудник, ПС 35 кВ Иркускан, ПС 35 кВ Ахта, ПС 35 кВ Медведевка, ПС 35 кВ Дормаш, ПС 35 кВ Нижний Уфалей, ПС 35 кВ Черемшанка, ПС 35 кВ Черноозерка, ПС 35 кВ Жирком-бинат, ПС 35 кВ Ксанта, ПС 35 кВ Радио-завод,

		городской округ: город Верхний Уфалей, поселок Нижний Уфалей, поселок Черемшанка; Троицкий городской округ: город Троицк, улица Аппельбаума, 20; Кыштымский городской округ: город Кыштым; Коркинский муниципальный район: город Коркино, улица Керамиков, 36; Брединский муниципальный район: поселок Бреды, поселок Атамановский; Карталинский муниципальный район: поселок Локомотивный; Магнитогорский городской округ: город Магнитогорск в					

		границах улиц Лазника (дом 37), Агаповское шоссе (дом 4), улица Сталеваров (дом 17/8), шоссе Белорецкое (дом 5, стр. 3)					
30.	ООО «Региональная сетевая компания»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск	длина ЛЭП общая - 16,23 километра; трансформаторная мощность подстанций - 28,33 МВА	http://rgc74.ru/	Челябинская область, город Челябинск, улица Елькина 80а, тел.: +7 (351) 255-00-54, info@rgc74.ru	ПС 110 кВ Смолинский карьер	нет
31.	ООО СК «ЭнР»	Усть-Катавский городской округ: поселок Минка, железнодорожная станция, ДОЛ «Ребячья Республика», поселок Малый Бердяш, поселок Вязовая; Катав-Ивановский муниципальный район: город Катав-Ивановск, поселок Совхозный	длина ЛЭП общая - 94,72 километра; трансформаторная мощность подстанций - 11,205 МВА	http://enr-katav.ru/	Челябинская область, город Челябинск, улица Энтузиастов 11Б, тел.: 8-351-472-92-70	нет	ПС 35 кВ «Жил-поселок»
32.	ООО «ТДК»	Златоустовский	длина ЛЭП общая -	http://tdk174.ru/	Челябинская	нет	нет

		городской округ: город Златоуст (район Златмаш), поселок Уржумка, поселок Балашиха, поселок Айский	338 километра, в том числе 6 (10) кВ - 23,4 километра, 0,4 кВ - 314,6 километра; трансформаторная мощность подстанций - 56 МВА		область, город Челябинск, улица Харлова, 3, тел.: 8-800-200-66-86, 83512184021 @mail.ru		
33.	ООО «ТЕХНО-СЕРВИС-ПЭ»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Ленинский район, Калининский район, Советский район, Тракторозаводский район, Центральный район, Курчатовский район, поселок Новосинеглазово; Коркинский район: город Коркино; Каслинский район: город Касли; Верхнеуфалейский городской округ: город Верхний Уфалей; Кыштымский городской округ:	длина ЛЭП общая - 199,946 кило-метра, в том числе 35 кВ - 8,1 километра, 6(10) кВ - 116,68 километра, 0,4 кВ - 75,17 километра; трансформаторная мощность подстанций, всего - 105,295 МВА	http://tehnoservis-p.ru/raskryitie-informatsii/	Челябинская область, город Челябинск, улица Василевского, 74, корпус 5, тел.: +7 (351) 225-10-60 tech-pe @mail.ru	ГПП 110 кВ Дизельный завод	ГПП 35 кВ Силикат-ный завод

		город Кыштым; Карталинский район: город Карталы; Верхнеуральский район: город Верхнеуральск; Кизильский район: город Кизил; Магнитогорский городской округ: город Магнитогорск; Златоустовский городскойокруг: город Златоуст, село Веселовка, поселок Тундуш; Ашинский район: город Аша, город Сим; Саткинский район: город Бакал; Аргаяшский район: поселок Увильды, поселок Аргаяш; Чесменский район: село Светлое; Варненский район: село Новопокровка; Октябрьский район: село Октябрьское; Еткульский район: село Еткуль;					

		Кунашакский район: село Кунашак; Сосновский район: село Долгодеревенское, село Кайгородово, деревня Смольное, поселок Соколиная гора; Чебаркульский район: поселок Тимирязевский; Саткинский район: поселок Рудничное; Увельский район: поселок Каменский; Уйский район: село Уйское; Красноармейский район: поселок Петровский; Троицкий городской округ: город Троицк					
34.	ООО «Трансэнерго»	Златоустовский городской округ: город Златоуст	длина ЛЭП общая - 127,42 километра; трансформаторная мощность подстанций - 10,745 МВА	http://transenerg.ru/	Челябинская область, город Златоуст, Парковый проезд 1, тел.: +7 (922) 745-19-84, info@	нет	нет

					transenerg.ru		
35.	ООО «УЭС»	Озерский городской округ, город Озерск	длина ЛЭП общая - 99,682 километра, в том числе 110 кВ – 0,435 километра, 35 кВ – 4,5 километра, 6(10) кВ – 94,747 километра, 0,4 кВ – 0 километров; трансформаторная мощность подстанций - 38,2 МВА	http://uesozersk.ru/index.htm	Челябинская область, город Озерск, улица Кыштымская, 13, корпус 13, тел.: 8 (351-30)-7-63-05, ooo.ues @yandex.ru	ПС 110 кВ Хлебороб, ПС 110 кВ Стройка-2, ПС 110 кВ Стройка-4	1
36.	ООО «УЭСК»	Магнитогорский городской округ: город Магнитогорск, Агаповский муниципальный район, Нагайбакский муниципальный район	длина ЛЭП общая - 41,13 километра, в том числе 6(10) кВ - 5,79 километра, 0,4 кВ - 35,34 километра; трансформаторная мощность подстанций - 12,1 МВА	http://uesk74.ru/	Челябинская область, город Магнитогорск, улица Октябрьская, 12, тел.: 8 (351) 933-01-40, uesk74 @mail.ru	нет	нет
37.	ООО «ЭДС»	Златоустовский городской округ, Миасский городской округ	длина ЛЭП общая - 17,5 километра; трансформаторная мощность подстанций - 127,88 МВА	https://zlat-eds.ru/	Челябинская область, город Златоуст, улица Дворцовая, 6А, тел.: 8 (3513) 67-11-11, добавочный 51-32	ПС 110 кВ Нижний Златоуст, ПС 110 кВ Горная	нет

					director @zlat-eds.ru		
38.	ООО «ЭКМ»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск	сети 0,4 кВ	н/д	Челябинская область, город Челябинск, улица Челябинского Рабочего, дом 5	нет	нет
39.	ООО «Электро ТК»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Ленинский район, Тракторозаводский район, Калининский район, Курчатовский район, Центральный район (СНТ «Мичуринец», СНТ «Вишневый», СНТ «Петушок»), СНТ «Малиновка», Сосновский муниципальный район: поселок Федоровка, Кыштымский городской округ: город Кыштым: район Нижний	длина ЛЭП общая - 84,89 километра, в том числе 35 кВ - 3,62 километра, 6(10) кВ - 26,17 километра, 0,4 кВ - 55,1 километра; трансформаторная мощность подстанций - 46 МВА	http://electro-tk.ru/	Челябинская область, город Челябинск, улица Харлова, 3, тел.: 8 800 200 66 76, 83512184021 @mail.ru	ПС 110 кВ Асфальтная	ПС 35 кВ Мясокомбинат, ПС 35 кВ ЧТОЭЗ

		Кыштым					
40.	ООО «Энерго Сетевая Компания» (ООО «ЭСК»)	Челябинская область	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	н/д	Челябинская область, город Челябинск, улица Кирова, дом 5г, тел.: 8 (351) 266-09-32 titovpa @emsaif.ru	нет	нет
41.	ООО «Электросетевая компания»	Саткинский муниципальный район	длина ЛЭП общая - 35,28 километра трансформаторная мощность подстанций - 155,8 МВА	http://elkom-paniya.ru/	Челябинская область, город Сатка, 50 лет Октября, 22, тел.: +7 (35161) 4-22-56 info@elkompa-niya.ru	ПС 110 кВ Брусит	ПС 35 кВ Руднич-ная, ПС 35 кВ Заводская, ПС 35 кВ ПС-6, ПС 35 кВ Каменка, ПС 35 кВ Шахтная, ПС 35 кВ ПС-11
42.	ООО «Энергетическая Компания АЛЬТАИР»	Катав-Ивановский муниципальный район: город Юрюзань	длина ЛЭП общая-15,34 километра, в том числе 6(10) кВ - 25,62 километра, 0,4 кВ - 21,66 километра; трансформаторная мощность подстанций - 37,35 МВА	http://эк-альтаир.рф/	Челябинская область, Катав-Ивановский район, город Юрюзань, улица Варганова, 1, корпус 34,	нет	нет

					тел.: 8-800-350-46-23 altair.u @mail.ru		
43.	ООО «Энергоснабжающая сетевая компания»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Центральный район, Калининский район, Тракторозаводский район; Сосновский муниципальный район: поселок Залесье, поселок Просторы, поселок Вишневая Горка	длина ЛЭП общая - 121,36 километра, в том числе 6 (10) кВ - 58,78 километра, 0,4 кВ - 62,58 километра; трансформаторная мощность подстанций - 66,81 МВА	http://www.ensaf.ru	Челябинская область, город Челябинск, улица Университетская Набережная, 80, офис 41 (отдельное крыльцо со стороны дома 76 по улице Университетская Набережная), тел.: +7 (351) 281 05 44 , ESK@ensaf.ru	нет	нет
44.	ООО «ЭТС»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Ленинский район, Советский район	длина ЛЭП общая - 69,23 километра, в том числе 110 кВ - 4,4 километра, 6(10) кВ - 58,86 километра, 0,4 кВ - 5,88 километра;	http://ets-stmsh.ru/	Челябинская область, город Челябинск, улица Енисейская, 8, тел.: +7 (351) 216-96-96 ,	ПС 110 кВ ЗСО	нет

			трансформаторная мощность подстанций - 80,0 МВА		office-ets@konar.ru		
45.	ООО «Эффект ТК»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Калининский район, Центральный район, Советский район, Курчатовский район; Верхнеуфалейский городской округ: поселок Каменушка, поселок Силач, поселок Иткуль, поселок Черемшанка, поселок Нижний Уфалей, город Верхний Уфалей: центральный микрорайон, микрорайон «Спартак», микрорайон Железнодорожников	длина ЛЭП общая - 201 километр, в том числе 6(10) кВ - 76 километрОВ, 0,4 кВ - 125 километров; трансформаторная мощность подстанций - 55 МВА	http://effect-tk.ru/	Челябинская область, город Челябинск, улица Харлова, 3, тел.: 8 800 200 66 56, 83512184021 @mail.ru	нет	нет
46.	ООО «ЮСК»	Челябинская область, Еманжелинский муниципальный район, поселок	длина ВЛ 10-0,4 кВ – 143,47 километра, длина КЛ 10-0,4 кВ – 12,71 километра, ТП (42 единицы)	http://ooo-usk.okis.ru/	Челябинская область, город Южноуральск, улица Мира, 37, (офис 211),	нет	нет

		Красногорский (улица Западная, улица Некрасова, улица Пионерская, улица Пушкина, частный сектор жилых домов), станция Красноселка (частный сектор жилых домов), поселок Зауральский (1, 2, 3 кварталы, частный сектор жилых домов), станция Еманжелинка (частный сектор жилых домов), станция Таянды, Увельский муниципальный район, станция Формачево, село Кичигино (многоэтажные дома по улице Крылова), село Кичигино (ф. Ремзавод), поселок Мирный, станция Упрун, поселок Увельский ТП-332П и ТП-362П, город Южноуральск, поселок Рощино-2,	общей мощностью 23,69 МВА		тел.: +7 (351) 34-4-55-5, ooo_usk2 @mail.ru		

		поселок Звездный, район ГРЭС, район карьера, ТП-346П (район СНТ «Строитель»), город Пласт					
47.	ПАО «ММК»	Магнитогорский городской округ: город Магнитогорск; Агаповский муниципальный район	длина ЛЭП общая - 586,3 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ и выше - 250,56 километра; ЛЭП 35 кВ - 121,9 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 213,84 километра; трансформаторная мощность подстанций - 4508,3 МВА	http://mmk.ru/for_buyers/list_rdv/list_rdv_electro/index.php	Челябинская область, город Магнитогорск, улица Кирова, 93, тел.: +7 (3519) 24-40-09 infommk @mmk.ru	ПС 110 кВ 36, ПС 110 кВ 41, ПС 110 кВ 46, ПС 110 кВ 62, ПС 110 кВ 63, ПС 110 кВ 64, ПС 110 кВ 65, ПС 110 кВ 66, ПС 110 кВ 80, ПС 110 кВ 85, ПС 110 кВ 87, ПС 110 кВ 88, ПС 110 кВ 91, ПС 110 кВ 94, ПС 110 кВ 95, ПС 110 кВ 96, ПС 110 кВ 11, ПС 110 кВ 68,	н/д
48.	ПАО «Уралавто-прицеп»	Челябинская область, город Челябинск	длина ЛЭП общая - 17,88 километра, в том числе ЛЭП 6-10 кВ - 17,38 километра; трансформаторная мощность подстанций - 10,8 МВА	http://www.cmzap.ru/potrebiteljam/raskrytieinformacii/	Челябинская область, город Челябинск, улица Хлебозаводская, 5, тел.: +7 (351) 216-	нет	нет

					54-65, sales @cmzap.ru		
49.	ПАО «ЧЗПСН - Профнастил»	Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Калининский район, Северо-Восточная промзона	длина ЛЭП общая - 16,9 километра, в том числе 6 (10) кВ - 16,3 километра; 0,4 кВ - 0,6 км, трансформаторная мощность подстанций - 68,97 МВА	https:// стройсистема.рф	Челябинская область, город Челябинск, Валдайская, 7, тел.: +7 (499) 550 50 85, sale @profnasteel.ru	ПС 110 кВ Транзитная	нет
50.	ФГУП «ПСЗ»	Челябинская область, Трехгорный городской округ, город Трехгорный, промзона ФГУП «ПСЗ»	длина ВЛ 110 кВ - 5,418 километра, трансформаторная мощность на ПС 110 кВ - 32 МВА, трансформаторная мощность ТП 10 кВ - 74, 085 МВА	http://energo.imf.ru	Челябинская область, город Трехгорный, улица Заречная, 13,	ПС 110 кВ Лесная	нет
51.	ФГУП «ПО «Маяк»	Озерский городской округ, город Озерск, территория промышленной площадки ФГУП «ПО «Маяк»	длина линий электропередач, всего 223,6 километра, в том числе 110 кВ - 56,3 километра, 35 кВ - 70,6 километра, 6 (10) кВ - 94,4 километра, 0,4 кВ - 2,4 километра; трансформаторная мощность подстан-	http://www.po-mayak.ru/	Челябинская область, город Озерск, пр. Ленина, 31, +7 (35130) 3-31-05 mayak @po-mayak.ru	ПС 110 кВ Болото-1, ПС 110 кВ Болото-2, ПС 110 кВ Болото-4, ПС 110 кВ Болото-5, ПС 110 кВ Болото-6, ПС 110 кВ Болото-7,	н/д

			ций - 509,96 МВА			ПС 110 кВ Болото-9, ПС 110 кВ Болото-11, ПС 110 кВ Болото-12, ПС 110 кВ Болото-13, ПС 110 кВ Болото-14, ПС 110 кВ Болото-18, ПС 110 кВ Болото-19	

На территории Челябинской области представлены следующие основные сбытовые компании:

общество с ограниченной ответственностью «Уралэнергосбыт» (далее именуется – ООО «Уралэнергосбыт»)

общество с ограниченной ответственностью «Магнитогорская энергетическая компания» (далее именуется – ООО «МЭК»).

Кроме вышеперечисленных сбытовых компаний, на территории Челябинской области имеются следующие энергоснабжающие организации (далее именуется – ЭСО):

акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (далее именуется – АО «Атомэнергопромсбыт»);

акционерное общество «Энергосбыт» (далее именуется – АО «Энергосбыт»);

акционерное общество «Газпром энергосбыт» (далее именуется – АО «Газпром энергосбыт»);

акционерное общество «Энергопромышленная компания», г. Екатеринбург (далее именуется – ЗАО «Энергопромышленная компания»);

АО «ЧЭМК»;

закрытое акционерное общество «Энергосбытовая компания «Восток» (далее именуется – АО «Энергосбытовая компания «Восток»);

общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» (далее именуется – ООО «Башкирская генерирующая компания»);

общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» (далее именуется – ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС»);

общество с ограниченной ответственностью «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО» (далее именуется – ООО «МЕЧЕЛ-ЭНЕРГО»);

общество с ограниченной ответственностью «МагнитЭнерго» (далее именуется – ООО «МагнитЭнерго»);

общество с ограниченной ответственностью «РГМЭК» (далее именуется – ООО «РГМЭК»);

общество с ограниченной ответственностью «Русэнергоресурс» (далее именуется – ООО «Русэнергоресурс»);

общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго» (далее именуется – ООО «Транснефтьэнерго»);

общество с ограниченной ответственностью «ЭПМ-Энерго» (далее именуется – ООО «ЭПМ-Энерго»);

общество с ограниченной ответственностью «Энермет» (далее именуется – ООО «Энермет»);

общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ» (далее именуется – ООО «Энергетическая компания «СТИ»);

акционерное общество «Мосэнергосбыт» (далее именуется – АО «Мосэнергосбыт»);

ПАО «Фортум»;

общество с ограниченной ответственностью ООО «Русэнергосбыт» (далее именуется – ООО «Русэнергосбыт»);

общество с ограниченной ответственностью ООО «РН энерго» (далее именуется – ООО «РН энерго»);

общество с ограниченной ответственностью ООО «Трансэнергопром» (далее именуется – ООО «Трансэнергопром»);

общество с ограниченной ответственностью ООО «ЭСК «Независимость» (далее именуется – ООО «ЭСК «Независимость»).

На территории Челябинской области представлены следующие гарантирующие поставщики:

ООО «Уралэнергосбыт»;

ООО «МЭК».

6. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Челябинской области и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние пять лет.

Отчетная динамика потребления электроэнергии в Челябинской области за последние пять лет приведена в таблице 2.

Таблица 2

Динамика потребления электроэнергии в Челябинской области за последние пять лет

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	За период
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	35696	35150	35287	35571	35584	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн. квт·ч	-445	-546	137	284	13	-112
Прирост потребления электроэнергии, процентов	-1,2	-1,5	0,4	0,8	0,04	-0,3

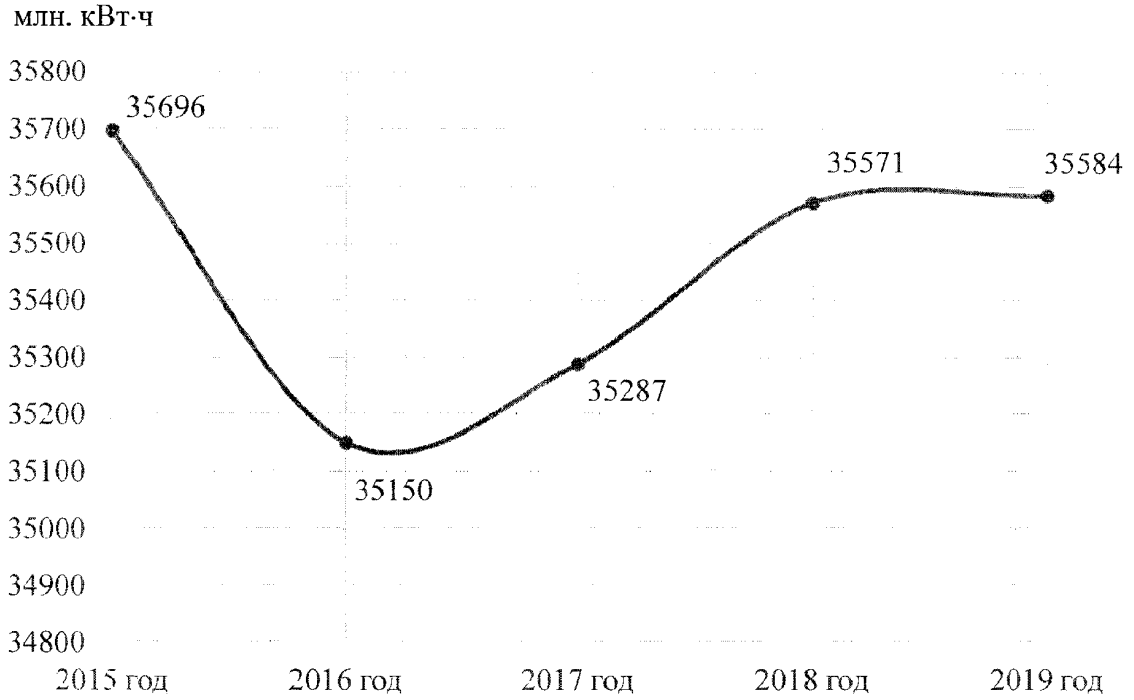
Потребление электроэнергии энергосистемой за 2019 год составило 35584 млн. кВт·ч, что на 13 млн. кВт·ч, или на 0,04 процента выше, чем в 2018 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Челябинской области уменьшилось на 112 млн. кВт·ч, или на 0,3 процента.

На рисунке 3 в графическом виде представлена динамика потребления электроэнергии в Челябинской области за последние пять лет.

Рисунок 3

Динамика потребления электроэнергии в Челябинской области
за последние пять лет



Структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет приведена в таблице 3.

На рисунке 4 в графическом виде представлена структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет.

Ведущую роль в структуре электропотребления Челябинской области играют (по итогам 2019 года):

обрабатывающие производства (54,7 процента);

потребление населением (9,8 процента);

потери в электросетях (8,5 процента);

производство и распределение электроэнергии, газа и воды (8,2 процента);

транспорт и связь (7,3 процента);

добыча полезных ископаемых (5,2 процента).

Суммарно данные категории составляют 93,7 процента от общей величины электропотребления Челябинской области.

Таблица 3

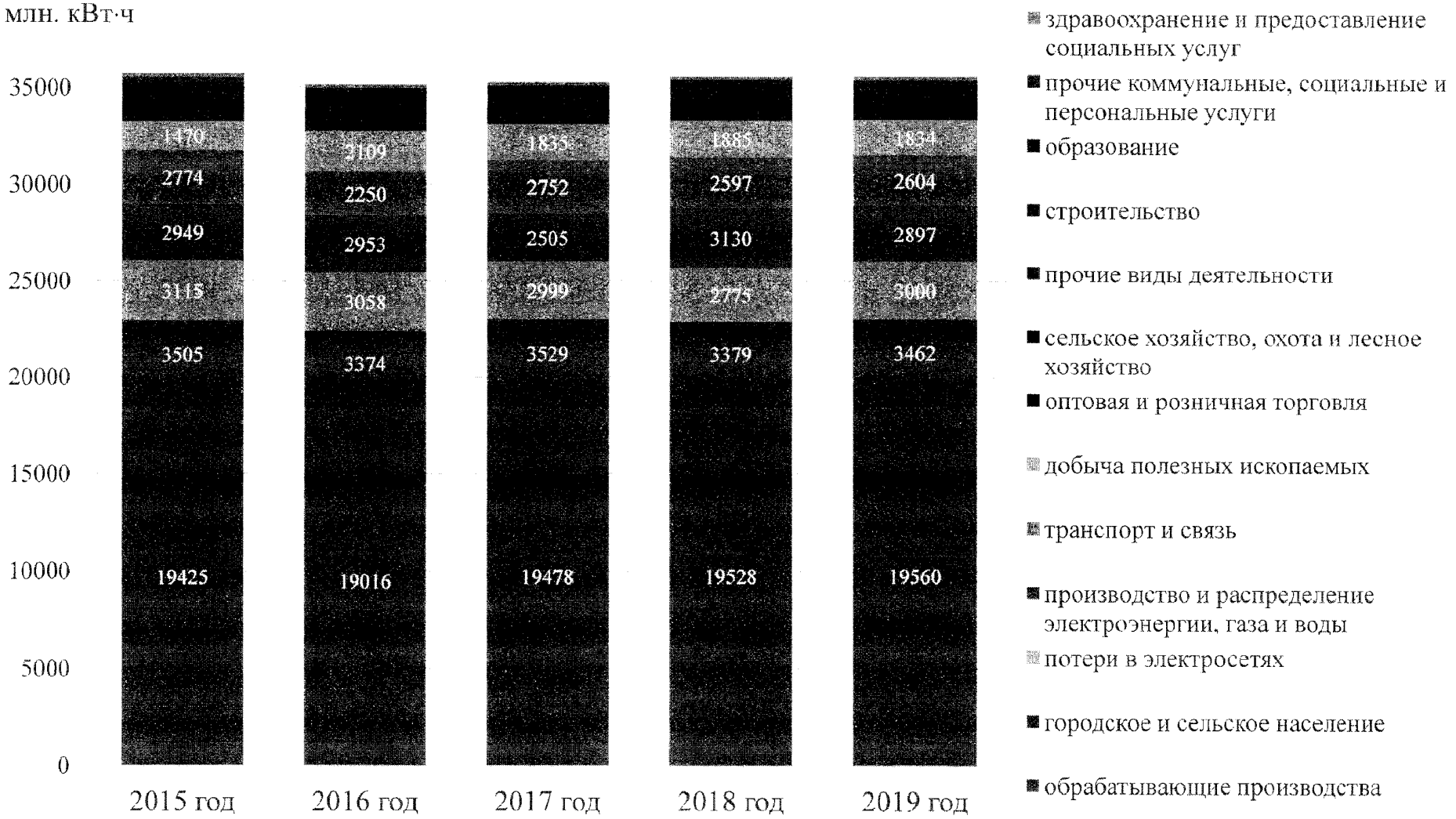
Структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет

Показатель		2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год*	
		млн. кВт·ч	процентов к итогу	млн. кВт·ч	процентов к итогу	млн. кВт·ч	процентов к итогу	млн. кВт·ч	процентов к итогу	млн. кВт·ч	процентов к итогу
Потреблено электроэнергии, всего		35696,0	100,0	35150,0	100,0	35287,0	100,0	35571,0	100,0	35584,0	100,0
в том числе	добыча полезных ископаемых	1470,0	4,1	2109,0	6,0	1834,9	5,2	1885,3	5,3	1834,2	5,2
	обрабатывающие производства	19425,2	54,4	19016,2	54,1	19478,4	55,2	19528,5	54,9	19559,6	54,7
	производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2949,1	8,3	2952,6	8,4	2505,4	7,1	3130,2	8,8	2896,7	8,1
	сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	526,8	1,5	492,1	1,4	494,0	1,4	498,0	1,4	504,9	1,4
	строительство	253,3	0,7	246,1	0,7	211,7	0,6	213,4	0,6	232,1	0,7
	оптовая и розничная торговля	640,7	1,8	632,7	1,8	670,5	1,9	640,3	1,8	649,0	1,8
	транспорт и связь	2773,7	7,8	2249,6	6,4	2752,4	7,8	2596,7	7,3	2603,9	7,3
	образование	268,1	0,8	246,1	0,7	247,0	0,7	249,0	0,7	253,6	0,7
	здравоохранение и предоставление социальных услуг	174,2	0,5	175,8	0,5	176,4	0,5	142,3	0,4	168,0	0,5
	прочие коммунальные, социальные и персональные услуги	232,3	0,7	210,9	0,6	-	-	-	-	-	-
	прочие виды деятельности	362,6	1,0	386,7	1,1	388,2	1,1	533,6	1,5	419,5	1,2
	городское и сельское население	3504,6	9,8	3374,4	9,6	3528,7	10,0	3379,2	9,5	3462,1	9,7
	потери в электросетях	3115,4	8,7	3058,1	8,7	2999,4	8,5	2774,5	7,8	3000,4	8,4

* Представлена оценочная структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за 2019 год на основании ретроспективных данных.

Рисунок 4

Структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет



Для энергосистемы Челябинской области с ее структурой электропотребления (большая доля крупных предприятий с непрерывным циклом производства) характерна высокая плотность суточных графиков нагрузки. На рисунках 5 и 6 представлены суточные графики нагрузки энергосистемы Челябинской области для третьей недели июня и декабря 2019 года.

Рисунок 5

Суточные зимние графики нагрузки энергосистемы Челябинской области за период с 16 по 22 декабря 2019 года

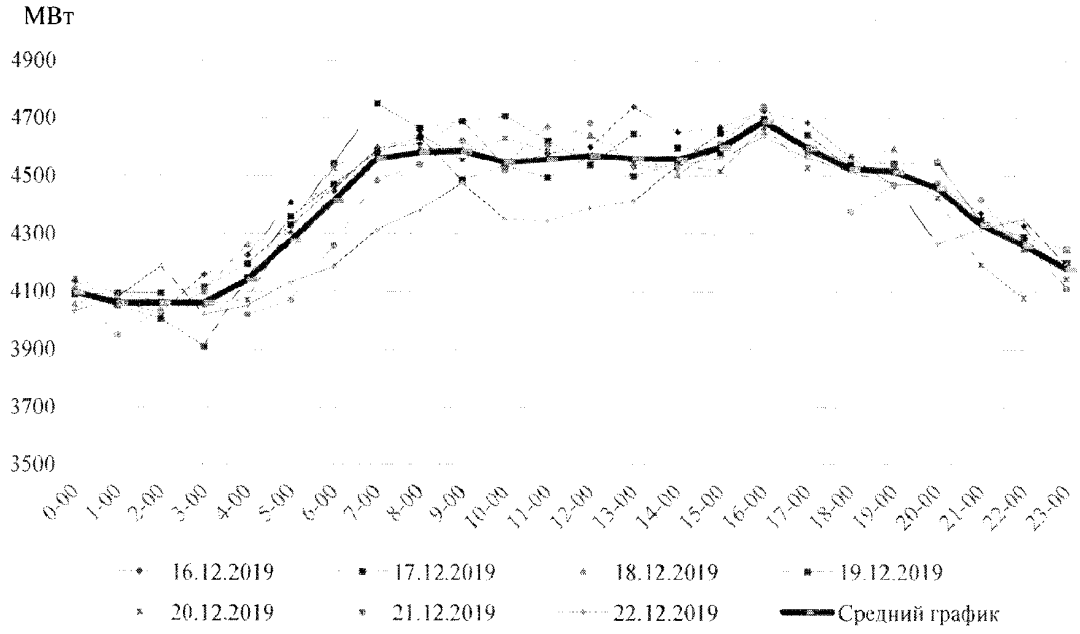
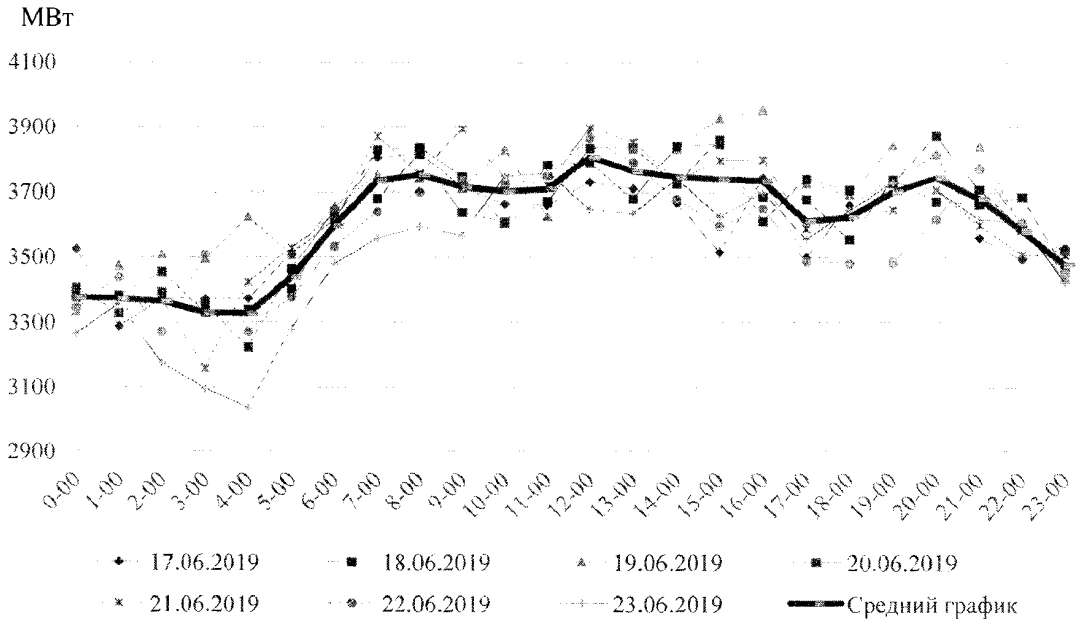


Рисунок 6

Суточные летние графики нагрузки энергосистемы Челябинской области за период с 17 по 23 июня 2019 года



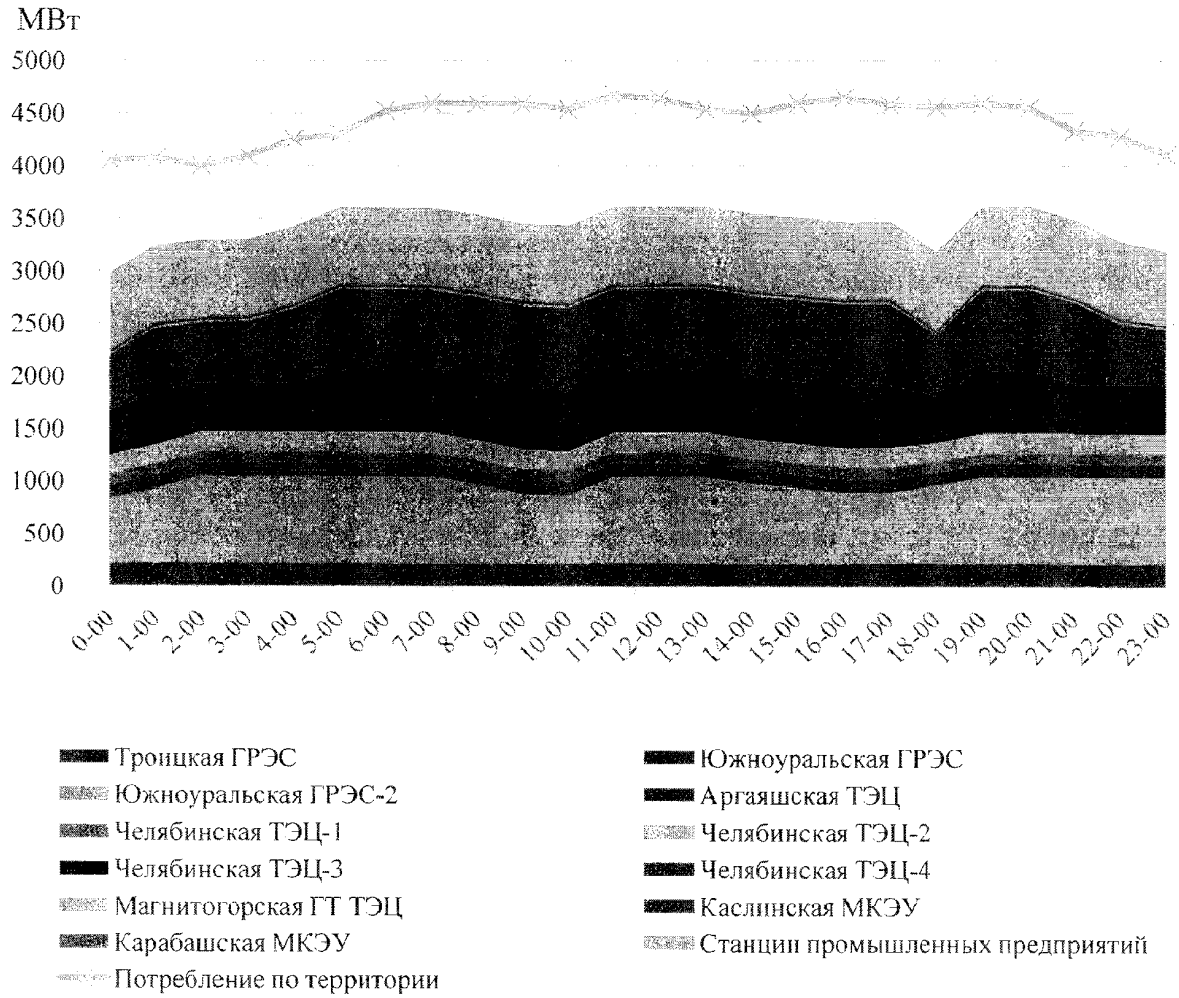
Среднее значение плотности нагрузки для зимнего периода составляет 0,937, для летнего периода – 0,935 (плотность нагрузки определяется как Рср/Рмакс, где Рср (МВт) – среднесуточная нагрузка, Рмакс (МВт) – максимальная нагрузка).

Среднее значение коэффициента неравномерности графика нагрузки для зимнего периода составляет 0,85, для летнего периода – 0,82 (коэффициент неравномерности графика нагрузки определяется как Рмин/Рмакс, где Рмин – минимальная нагрузка, Рмакс – максимальная нагрузка).

На рисунке 7 представлен график выработки электрической энергии станциями энергосистемы Челябинской области в день зимнего контрольного замера 2019 года (18 декабря 2019 года).

Рисунок 7

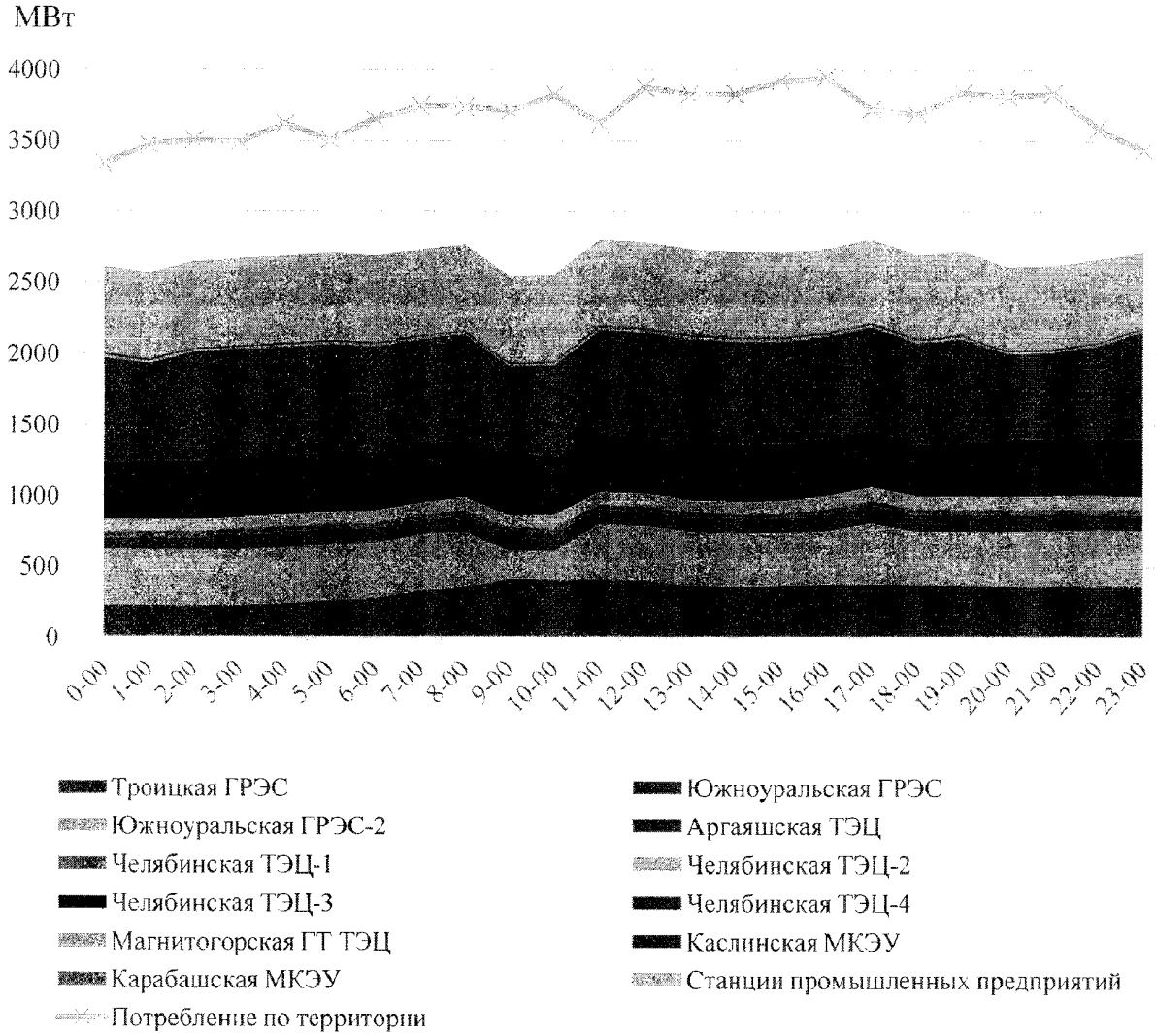
График выработки электрической энергии станциями энергосистемы Челябинской области в день зимнего контрольного замера 2019 года (18 декабря 2019 года)



На рисунке 8 представлен график выработки электрической энергии станциями энергосистемы Челябинской области в день летнего контрольного замера 2019 года (19 июня 2019 года).

Рисунок 8

График выработки электрической энергии станциями энергосистемы Челябинской области в день летнего контрольного замера 2019 года (19 июня 2019 года)



7. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Челябинской области с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние пять лет.

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области с указанием потребления электрической энергии (доли в общем электропотреблении Челябинской области) и мощности (доли в максимуме нагрузки Челябинской области) за последние пять лет по данным, представленным самими потребителями, приведен в таблице 4. В таблице не представлен ряд данных ввиду отсутствия статистической информации по данным потребителям.

Таблица 4

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области

Наименование потребителя	Потребление электрической энергии (доля в общем электропотреблении Челябинской области) и мощности, млн. кВт·ч (процентов)/МВт (процентов)				
	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ПАО «ММК»	7392,8(20,7)/ 1028,8(19,9)	7821,9(22,3)/ 1036(20,3)	7815,3(22,1)/ 1025,3(20,4)	7905,1(22,2)/ 1029,1(19,8)	7957,1(22,4)/ 1082,7(21,1)
АО «ЧЭМК»	3941(11)/ 479(9,3)	3534(10,1)/ 456(8,9)	3668(10,4)/ 464(9,2)	3531(9,9)/ 459(8,8)	3320(9,3)/ 431(8,4)
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	2153,6(6)/ 256(5)	2152,3(6,1)/ 257(5)	2102,4(6)/ 250(5)	2042,2(5,7)/ 248(4,8)	1720(4,8)/ 315(6,1)
ПАО «Челябинский цинковый завод»	772,8(2,2)/ 101,3(2)	757(2,2)/ 100,8(2)	782,9(2,2)/ 104,6(2,1)	804,7(2,3)/ 108,3(2,1)	891,8(2,5)/ 117,2(2,3)
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	289,9(0,8)/ 53,5(1)	267,9(0,8)/ 49,3(1)	271,5(0,8)/ 50,8(1)	257,1(0,7)/ 46,4(0,9)	278,6(0,8)/ 44,1(0,9)
ФГУП «ПО «Маяк»	320(0,9)/ 48,3(0,9)	329(0,9)/ 48(0,9)	328(0,9)/ 48,5(1)	329(0,9)/ 48,7(0,9)	329,5(0,9)/ 47,1(0,9)
ПАО «Ашинский металлургический завод»	588,4(1,6)/ 97,1(1,9)	590,2(1,7)/ 93,2(1,8)	612,1(1,7)/ 94(1,9)	620(1,7)/ 100,2(1,9)	636(1,8)/ 102,1(2,0)
АО «Михеевский ГОК»	416,1(1,2)/ 84(1,6)	762(2,2)/ 80(1,6)	н/д*	782(2,2)/ 128(2,5)	н/д*

* Информация отсутствует.

8. Динамика изменения максимума нагрузки за последние пять лет.

Отчетная динамика изменения максимума нагрузки в Челябинской области за последние пять лет приведена в таблице 5.

Таблица 5

Динамика изменения максимума нагрузки в Челябинской области за последние пять лет

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	За период
Собственный максимум нагрузки, МВт	5158	5113	5032	5189	5130	5189
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-91	-45	-81	157	-59	-28
Прирост максимума нагрузки, процентов	-1,7	-0,9	-1,6	3,1	-1,1	-0,5

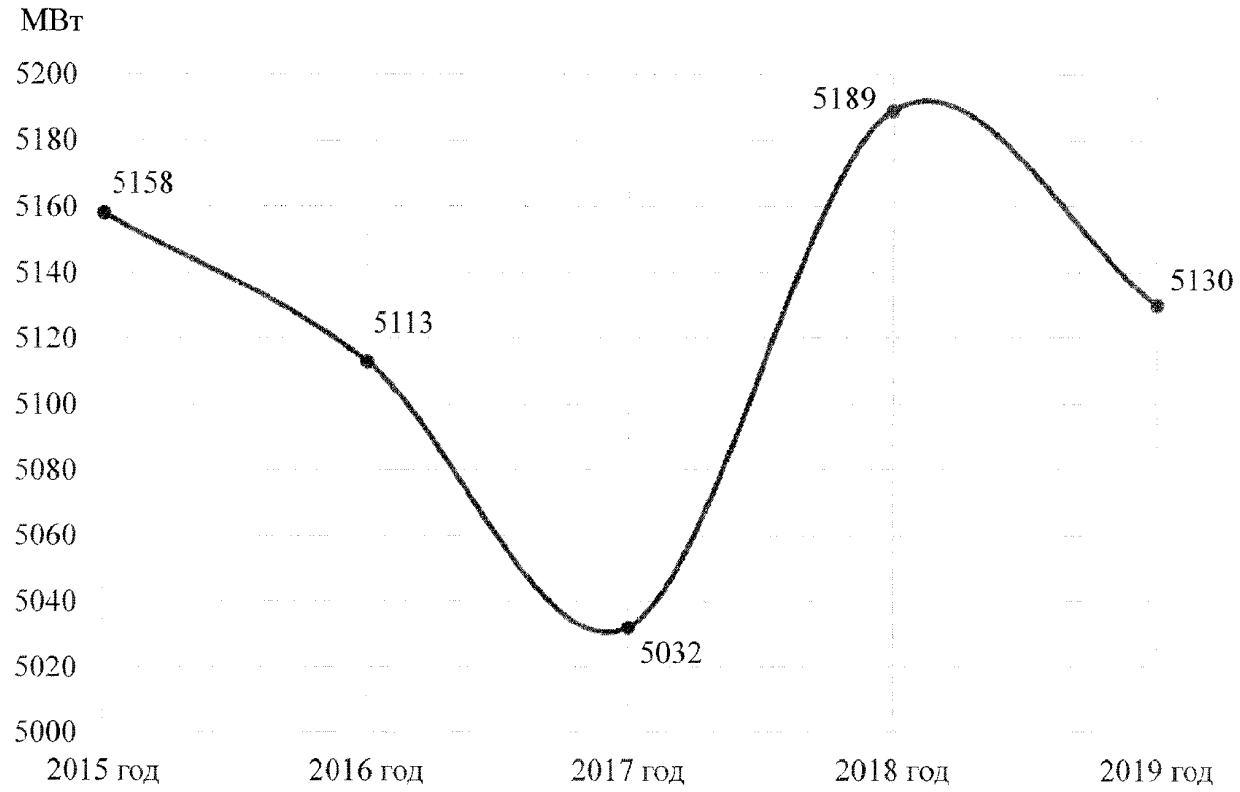
В 2019 году собственный максимум нагрузки энергосистемы Челябинской области составил 5130 МВт, что на 59 МВт, или на 1,1 процента меньше, чем в 2018 году.

Суммарно за последние пять лет собственный максимум нагрузки энергосистемы Челябинской области уменьшился на 28 МВт, или на 0,5 процента.

На рисунке 9 в графическом виде представлена динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Челябинской области за последние пять лет.

Рисунок 9

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Челябинской области за последние пять лет



Динамика изменения максимума нагрузки по энергорайонам и энергоузлам энергосистемы Челябинской области за последние 5 лет представлена в таблице 6.

В таблице 7 представлена электрическая нагрузка по городским округам и муниципальным районам Челябинской области за последний отчетный год (в зимний период).

Таблица 6

Динамика изменения максимума нагрузки по энергорайонам и энергоузлам энергосистемы Челябинской области за последние 5 лет, МВт

Энергорайон	2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
Всего по Челябинской области	5158,0	4114,4	5113,0	4137,6	5032,0	4058,1	5189,4	4048,8	5129,8	4133,2
Всего по энергорайонам	4626,8	3678,0	4403,9	3752,6	4509,7	3631,5	4569,9	3497,8	4735,9	3807,0
В том числе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	607,2	487,3	585,3	434,1	551,9	447,0	608,9	386,1	576,7	450,4
Ашинский энергорайон	65,9	52,9	145,4	113,7	140,5	113	140,8	120,0	146,5	124,1
Карталинский энергорайон	209,4	77,7	135,0	88,4	149,7	76,0	147,4	68,0	219,5	195,0
Магнитогорский энергорайон	1551,9	1239,0	1102,4	1199,8	1281,9	1116,0	1310,4	1197,2	1288,1	1073,8
Челябинский энергорайон	1903,8	1623,0	1956,7	1629,7	1905,1	1603,5	1897,3	1560,1	1921,2	1544,1
В том числе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Металлургический энергорайон	320,5	273,2	385,0	323,6	361,5	312,0	420,3	390,6	384,1	277,4
Сосновский энергорайон	188,2	121,3	204,6	138,3	207,7	139,0	173,1	120,4	189,4	129,5
энергорайон ЧТЭЦ-4	179,9	153,4	294,3	219,6	176,2	127,0	162,0	106,7	162,6	143,8
энергорайон ЧТЭЦ-2	65,9	56,2	79,1	111,6	72,3	60,0	106,6	40,7	96,2	39,7
энергорайон ЧТЭЦ-1	326,4	278,3	383,9	259,1	345,2	269,0	396,0	250,1	369,9	287,4
энергорайон ЧЭМК	498,0	424,0	422,0	388,0	514,2	562,0	500,7	548,7	576,8	523,2
Северный энергорайон	354,5	251,0	347,0	232,0	336,0	231,0	334,4	218,7	317,2	239,0
Троицкий энергорайон*	-	-	148,8	66,7	132,4	48,0	112,6	55,9	115,0	64,3
Еманжелинский энергорайон*	-	-	128,7	101,9	152,7	110,0	159,0	11,8	151,8	116,3

* Троицкий энергорайон и Еманжелинский энергорайон были выделены в 2016 году, ретроспективные данные за 2015 год отсутствуют.

Таблица 7

Электрическая нагрузка по городским округам и муниципальным районам Челябинской области за последний отчетный год (в зимний период)

Городской округ/муниципальный район	Нагрузка, МВт
Верхнеуфалейский городской округ	27,2
Златоустовский городской округ	123,8
Карабашский городской округ	29,6
Копейский городской округ	81,2
Кыштымский городской округ	28,6
Локомотивный городской округ	0,0*
Магнитогорский городской округ	1041,1
Миасский городской округ	163,5
Озерский городской округ	98,7
Снежинский городской округ	30,2
Трехгорный городской округ	18,8
Троицкий городской округ	91,4
Усть-Катавский городской округ	31,3
Чебаркульский городской округ	40,6
Челябинский городской округ с внутригородским делением	1738,2
Южноуральский городской округ	59,7
Агаповский муниципальный район	55,9
Аргаяшский муниципальный район	39,9
Ашинский муниципальный район	78,5
Брединский муниципальный район	8,0
Варненский муниципальный район	26,0
Верхнеуральский муниципальный район	17,6
Еманжелинский муниципальный район	30,4
Еткульский муниципальный район	26,0
Карталинский муниципальный район	72,2
Каслинский муниципальный район	26,0
Катав-Ивановский муниципальный район	33,8
Кизильский муниципальный район	19,6
Коркинский муниципальный район	53,7
Красноармейский муниципальный район	57,7
Кунашакский муниципальный район	38,2
Кусинский муниципальный район	7,2
Нагайбакский муниципальный район	13,6
Нязепетровский муниципальный район	12,2
Октябрьский муниципальный район	7,9
Пластовский муниципальный район	43,3
Саткинский муниципальный район	115,2
Сосновский муниципальный район	94,4
Троицкий муниципальный район	13,0
Увельский муниципальный район	30,8
Уйский муниципальный район	11,9
Чебаркульский муниципальный район	42,0
Чесменский муниципальный район	7,5

* Распределение нагрузки принято на основании данных о загрузке подстанций напряжением 110 кВ в отчетных режимах зимних максимальных

нагрузок 2019 года. В Локомотивном городском округе подстанции 110 кВ отсутствуют.

9. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Челябинской области, структура отпуска тепловой энергии (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология) от электростанций и котельных основным группам потребителей за последние пять лет.

Общая характеристика сферы теплоснабжения Челябинской области.

Централизованное теплоснабжение Челябинской области осуществляется от источников тепловой мощности двух типов: с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии (ТЭЦ) и котельных. На базе ТЭЦ и крупных котельных образованы централизованные системы теплоснабжения, включающие в свой состав тепловые сети. Индивидуальные системы теплоснабжения обеспечивают не более 5,6 процента от всего теплопотребления Челябинской области.

По данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Челябинской области (Челябинскстат) по состоянию на 1 января 2019 года в Челябинской области существовало 319 муниципальных образований, из которых в 172 поселениях организованы системы централизованного теплоснабжения (далее – СЦТ). Большинство систем теплоснабжения работают как изолированные системы теплоснабжения и не имеют межсистемных сетевых связей.

На территории Челябинской области с целью обеспечения теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым сетям централизованных систем теплоснабжения, функционирует 863 источника тепловой энергии с установленной тепловой мощностью 20302 Гкал/час.

По состоянию на 2019 год, по данным службы по государственному регулированию цен и тарифов, в сфере теплоснабжения на территории Челябинской области действуют 344 теплогенерирующих, теплосетевых и сбытовых организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Динамика потребления тепловой энергии.

Тепловая энергия в Челябинской области используется для целей отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических нужд коммунально-бытовых (включая население) и производственных потребителей. 90,6 процента потребителей используют тепловую энергию в виде горячей воды. Оставшаяся часть (10,4 процента) – это потребители (в основном – производственные предприятия), использующие тепловую энергию в виде влажного и перегретого пара.

Конечное потребление энергетических ресурсов – это расход энергоресурсов потребителями всех секторов экономики за исключением энергетики в процессах, не учтенных в разделе «Преобразование энергоресурсов». В дальнейшем в однопродуктовых топливно-энергетических балансах (далее именуется – ТЭБ) Челябинской области выделены следующие укрупненные виды экономической деятельности:

сельское хозяйство;
рыболовство и рыбоводство;
промышленность;
производство и распределения электроэнергии, газа и воды (за исключением производства тепловой энергии);
строительство;
транспорт и связь;
прочие виды деятельности;
население;
использование энергетических ресурсов на неэнергетические нужды.

Динамика изменения потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения за 2015-2019 годы в Челябинской области в конечном потреблении, структурированная по видам экономической деятельности, представлена в таблице 8 и на рисунке 10.

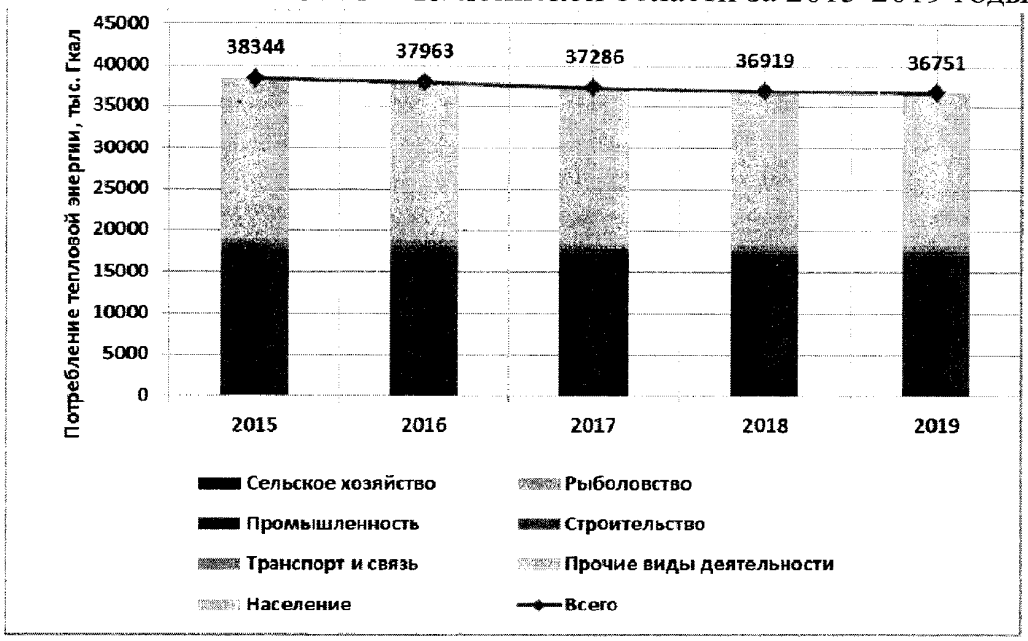
Таблица 8

Динамика изменения потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения за 2015-2019 годы в Челябинской области, тыс. Гкал

Год	Всего потреблено	Темп изменения, процентов	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	Рыболовство	Промышленность	Строительство	Транспорт и связь	Прочие виды деятельности	Население
2015	38344	-2,7	1040	1	16624	650	610	4107	15311
2016	37963	-1,0	1029	1	16459	644	604	4067	15159
2017	37286	-1,8	1011	1	16166	632	593	3994	14889
2018	36919	-1,0	1001	1	16134	626	587	3955	14615
2019	36751	-0,5	996	1	16061	623	584	3937	14549

Рисунок 10

Структура и динамика потребления тепловой энергии из централизованных систем теплоснабжения в Челябинской области за 2015-2019 годы



Как и на всей территории Российской Федерации, в Челябинской области в течение последних пяти лет спрос на тепловую энергию в конечном потреблении из централизованных систем теплоснабжения снижается. Среднее за пять лет снижение потребления тепловой энергии составило 0,8 процентных пункта в год, а потребление тепловой энергии сократилось с 38344 тыс. Гкал в 2015 году до 36751 тыс. Гкал в 2019 году, или на 4,2 процента. Между тем следует отметить, что темп снижения спроса на тепловую энергию постепенно замедляется, а зависимость спроса от средней температуры отопительного периода становится все более очевидной.

Наибольший спрос на тепловую энергию регистрируется статистикой в следующих разделах топливно-энергетического баланса по видам экономической деятельности:

«промышленность» (43,7 процента в 2019 году);

«население» (39,6 процента 2019 году).

Изменения за предшествующую пятилетку в структуре потребления тепловой энергии в основном были сосредоточены в потреблении тепловой энергии в промышленности и населением. По данным за 2019 год, сокращение потребления тепловой энергии в промышленности составило 73,0 тыс. Гкал, или 0,5 процента от уровня 2018 года. Уменьшение потребления тепловой энергии населением составило 67,0 тыс. Гкал, или 0,5 процента.

Территориальное распределение потребления тепловой энергии по поселениям Челябинской области и динамика его изменения приведены в таблицах 9 – 10.

Таблица 9

Динамика потребления тепловой энергии по городским округам Челябинской области, тыс. Гкал

Городские округа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Верхнеуфалейский городской округ	387	383	375	371	371
Златоустовский городской округ	2586	2560	2510	2485	2076
Карабашский городской округ	173	171	168	166	173
Копейский городской округ	1175	1163	1140	1129	1129
Кыштымский городской округ	542	537	526	521	521
Локомотивный городской округ	31	31	30	30	35
Магнитогорский городской округ	5967	5908	5792	5735	5729
Миасский городской округ	1989	1969	1930	1911	2059
Озерский городской округ	2001	1981	1942	1923	1923
Снежинский городской округ	1077	1066	1045	1034	1091
Трехгорный городской округ	724	717	703	696	696
Троицкий городской округ	607	601	589	583	583
Усть-Катавский городской округ	352	349	342	339	323
Чебаркульский городской округ	323	320	314	311	311
Челябинский городской округ с внутригородским делением	12549	12425	12181	12061	12061
Южноуральский городской округ	321	325	327	330	332
всего городские округа, в том числе	30804	30506	29914	29624	29631
отопление	21871	21659	21239	21033	21038
вентиляция	2464	2135	2094	2074	1926
горячее водоснабжение	4929	5186	5085	5184	5334
технология	1540	1525	1496	1333	1333

Таблица 10

Динамика потребления тепловой энергии по муниципальным районам Челябинской области, тыс. Гкал

Муниципальные районы	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Агаповский муниципальный район	266	263	260	257	257
Аргаяшский муниципальный район	149	148	147	146	146
Ашинский муниципальный район	1103	1092	1081	1070	1070
Брединский муниципальный район	89	88	87	86	86
Варненский муниципальный район	70	69	68	67	67
Верхнеуральский муниципальный район	166	164	162	160	159
Еманжелинский муниципальный район	516	511	506	501	501
Еткульский муниципальный район	164	162	160	159	159
Карталинский муниципальный район	385	381	377	374	374
Каслинский муниципальный район	378	374	370	366	366
Катав-Ивановский муниципальный район	286	283	280	277	277
Кизильский муниципальный район	68	67	66	66	66
Коркинский муниципальный район	737	730	723	716	716
Красноармейский муниципальный район	262	259	256	253	253
Кунашакский муниципальный район	185	183	181	179	179

Кусинский муниципальный район	283	280	277	275	275
Нагайбакский муниципальный район	148	147	146	145	145
Нязепетровский муниципальный район	141	140	139	138	138
Октябрьский муниципальный район	63	62	61	60	60
Пластовский муниципальный район	170	168	166	165	165
Саткинский муниципальный район	995	1001	1005	1021	1031
Сосновский муниципальный район	355	351	348	345	347
Троицкий муниципальный район	43	43	43	43	44
Увельский муниципальный район	112	145	146	150	152
Уйский муниципальный район	130	129	128	127	127
Чебаркульский муниципальный район	135	134	133	132	132
Чесменский муниципальный район	32	32	32	32	32
всего по муниципальным районам	7431	7406	7348	7309	7324
отопление	5796	5777	5731	5701	5713
вентиляция	174	173	172	171	171
горячее водоснабжение	696	693	688	684	686
технология	765	763	757	753	754

Данные по каждой изолированной системе теплоснабжения, функционирующей в каждом поселении, собраны по данным схем теплоснабжения. Данные по потреблению тепловой энергии показывают, что потребление тепловой энергии в городских округах составляет около 81 процента всего потребления тепловой энергии в Челябинской области. А в городских округах 61 процент от всего потребления сосредоточен в Челябинском городском округе с внутригородским делением и Магнитогорском городском округе.

Потребление тепловой энергии в муниципальных районах составляет 19 процентов от всего потребления тепловой энергии в Челябинской области, и это потребление распределено на обширной территории с тепловой нагрузкой низкой плотности.

Структура потребления тепловой энергии на территории Челябинской области с 2015 года изменялась незначительно: 72 процента всей тепловой энергии использовалось на отопление жилых, общественно-деловых (в том числе используемых бюджетными организациями) и производственных зданий, 7 процентов на вентиляцию в основном производственных и общественных зданий (принимая во внимание то, что тепловая нагрузка естественной вентиляции жилых зданий учитывается в тепловой нагрузке отопления); 15-16 процентов – это потребление тепловой энергии на цели горячего водоснабжения и 5-6 процентов – потребление тепловой энергии на цели технологии.

Спрос на тепловую мощность.

Спрос потребителей на тепловую мощность (максимальный расход тепловой энергии в отопительный период) не отражается в статистической информации. Он, как правило, устанавливается по результатам анализа соответствующих разделов схем теплоснабжения в каждой изолированной системе теплоснабжения (зоне действия источника тепловой мощности).

Однако схемы теплоснабжения, разработанные в Челябинской области, как правило, не содержат анализа достигнутых максимумов тепловой нагрузки по большинству изолированных систем теплоснабжения.

Анализ указанных данных показывает, что максимальный спрос на тепловую энергию (тепловую нагрузку потребителей, спрос на тепловую мощность) имеет тенденцию к незначительному росту и отражает влияние следующих факторов:

ввод в эксплуатацию новых жилых и общественных зданий (новых строительных фондов);

вывод из эксплуатации аварийных строительных фондов;

ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей;

изменение НТД, в частности, ввод в действие СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003.

В таблице 11 приведены данные спроса на тепловую мощность, установленные по договорам теплоснабжения для городских округов Челябинской области. В таблице 12 приведены аналогичные данные (по договорным тепловым нагрузкам) для муниципальных районов.

Таблица 11

Спрос на тепловую мощность в городских округах Челябинской области, Гкал/час

Городские округа	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Верхнеуфалейский городской округ	100	100	100	100	100
Златоустовский городской округ	674	675	675	676	564
Карабашский городской округ	42	42	42	42	45
Копейский городской округ	315	316	316	316	316
Кыштымский городской округ	162	162	162	162	162
Локомотивный городской округ	9	9	9	9	10
Магнитогорский городской округ	1157	1181	1205	1229	1227
Миасский городской округ	561	561	562	562	616
Озерский городской округ	546	547	547	548	548
Снежинский городской округ	341	342	342	342	361
Трехгорный городской округ	219	219	219	219	219
Троицкий городской округ	177	177	177	177	177
Усть-Катавский городской округ	100	100	100	100	97
Чебаркульский городской округ	91	92	92	92	92
Челябинский городской округ с внутригородским делением	3287	3518	3653	3711	3789
Южноуральский городской округ	150	150	150	150	150
Всего по городским округам, в том числе	7931	8189	8351	8437	8530
Темп роста, процентов		3,25	1,99	1,03	1,10
Отопление	4838	4995	5094	5147	5203
Вентиляция	529	496	506	511	517
Горячее водоснабжение	532	599	611	618	624
Технология	2032	2098	2140	2162	2185

Таблица 12

Спрос на тепловую мощность в муниципальных районах Челябинской области, Гкал/час

Муниципальные районы	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Агаповский муниципальный район	51	51	51	52	52
Аргаяшский муниципальный район	30	31	31	31	31
Ашинский муниципальный район	236	237	237	237	237
Брединский муниципальный район	17	17	17	17	17
Варненский муниципальный район	14	14	14	14	14
Верхнеуфалейский муниципальный район	33	33	33	33	43
Еманжелинский муниципальный район	107	107	107	107	107
Еткульский муниципальный район	32	32	32	32	32
Карталинский муниципальный район	74	74	74	74	74
Каслинский муниципальный район	72	72	72	72	72
Катав-Ивановский муниципальный район	56	56	56	56	56
Кизильский муниципальный район	13	13	13	13	13
Коркинский муниципальный район	142	143	143	143	143
Красноармейский муниципальный район	48	48	45	45	45
Кунашакский муниципальный район	38	38	38	38	38
Кусинский муниципальный район	48	48	48	48	48
Нагайбакский муниципальный район	29	30	30	30	30
Нязепетровский муниципальный район	27	27	27	27	27
Октябрьский муниципальный район	11	12	12	12	12
Пластовский муниципальный район	37	37	37	37	37
Саткинский муниципальный район	206	206	206	206	206
Сосновский муниципальный район	72	72	72	72	73
Троицкий муниципальный район	8	8	8	8	11
Увельский муниципальный район	23	23	23	23	36
Уйский муниципальный район	25	25	25	25	25
Чебаркульский муниципальный район	28	28	28	28	28
Чесменский муниципальный район	11	11	11	11	11
Всего по муниципальным районам	1489	1490	1488	1489	1515
Отопление	1115	1111	1102	1096	1099
Вентиляция	0	22	30	39	60
Горячее водоснабжение	131	119	119	119	121
Технология	243	238	237	235	236
Темп роста, процентов		0,10	-0,16	0,10	1,74
Всего по Челябинской области, в том числе	9419	9679	9839	9927	10045
отопление	5952	6106	6197	6243	6302
вентиляция	529	518	536	550	577
горячее водоснабжение	663	719	730	737	746
технология	2275	2336	2376	2397	2421

Так же, как и в большинстве регионов Российской Федерации, в Челябинской области отмечаются следующие тенденции в сфере функционирования централизованных систем теплоснабжения:

рост спроса на тепловую мощность (рост тепловой нагрузки потребителей) за счет более интенсивного темпа строительства жилых и общественных зданий, чем вывод из эксплуатации ранее построенных жилых и общественных зданий по причине износа;

снижение спроса на тепловую энергию (потребления тепловой энергии) за счет уточнения (в сторону уменьшения фактического потребления тепловой энергии) с использованием приборов учета; внедрение устройств регулирования потребления тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха при создании ИТП; использования термостатических регуляторов на отопительных приборах;

снижение числа часов использования установленной тепловой мощности за счет снижения продолжительности отопительного периода и повышения средней температуры отопительного периода (градусосуток отопительного периода).

Максимальный прирост тепловой нагрузки зарегистрирован в Челябинском городском округе с внутригородским делением и Магнитогорском городском округе, что соответствует статистике введенного в эксплуатацию жилищного и общественного фондов.

Всего общий прирост тепловой нагрузки в Челябинской области по городским округам и муниципальным районам в зонах действия централизованных систем теплоснабжения за 2015 – 2019 годы составил около 628 Гкал/час. При этом средний прирост тепловой нагрузки составил около 1,33 процентного пункта в год.

Структура установленной тепловой мощности.

Централизованное теплоснабжение потребителей тепловой энергии в Челябинской области осуществляется от источников двух типов: источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии и от котельных.

Теплофикация в регионе осуществляется от теплоэлектроцентралей с общей установленной тепловой мощностью в 9979,24 Гкал/час и установленной тепловой мощность регулируемых отборов турбоагрегатов в 5604,7 Гкал/час (таблица 13) или с альфа-ТЭЦ близкой к 0,6 (оптимальный проектный показатель отношения тепловой мощности теплофикационных отборов турбоагрегатов к общей установленной тепловой мощности ТЭЦ).

Таблица 13

Общая и теплофикационная установленная тепловая мощность источников с комбинированной выработкой, Гкал/час

Наименование	Мощность	2019 год
Троицкая ГРЭС	всего	210
	турбоагрегаты	210
Южноуральская ГРЭС	всего	320
	турбоагрегаты	320
Южноуральская ГРЭС-2	всего	0
	турбоагрегаты	0
Челябинская ТЭЦ-1	всего	711,2

	турбоагрегаты	210
Челябинская ТЭЦ-2	всего	956
	турбоагрегаты	596
Челябинская ТЭЦ-3	всего	1123,8
	турбоагрегаты	567,8
Челябинская ТЭЦ-4	всего	724,6
	турбоагрегаты	324,6
Аргаяшская ТЭЦ	всего	708,5
	турбоагрегаты	708,5
Магнитогорская ГТ ТЭЦ	всего	80
	турбоагрегаты	40
Магнитогорская ТЭЦ ПАО «ММК»	всего	720
	турбоагрегаты	540
Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»	всего	670
	турбоагрегаты	470
ТЭЦ ПВЭС-1 ПАО «ММК»	всего	70
	турбоагрегаты	70
ТЭЦ ПВЭС-2 ПАО «ММК»	всего	340
	турбоагрегаты	340
ТЭЦ ПСЦ ПАО «ММК»	всего	120
	турбоагрегаты	120
ТЭЦ Коксохимического производства ПАО «ММК»	всего	23
	турбоагрегаты	23
Тургоякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «ММЗ»)	всего	366
	турбоагрегаты	66
ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	всего	575
	турбоагрегаты	175
ТЭЦ АО «Комбинат Магнезит»	всего	15,8
	турбоагрегаты	15,8
ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода	всего	408
	турбоагрегаты	68
ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода	всего	20
	турбоагрегаты	0
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	всего	178
	турбоагрегаты	28
ТЭЦ «Мечел-Энерго» (ТЭЦ ЧМК)	всего	1392,34
	турбоагрегаты	687
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»	всего	235
	турбоагрегаты	25
ГПЭС ЗАО «Карабашмедь»	всего	12
	турбоагрегаты	0
Всего	УТМ	9979,24
	УТМТА	5604,7

В 2019 году произошли следующие изменения в установленной тепловой мощности на ТЭЦ Челябинской области за счет ввода/вывода из эксплуатации теплофикационных турбоагрегатов:

перемаркировка ПГУ-3 с увеличением установленной электрической мощности до 263 МВт (172+91 МВт) вместо 247,5 МВт (177+70,5 МВт) с

одновременным снижением установленной тепловой мощности до 24,6 Гкал/час вместо 150 Гкал/час на Челябинской ТЭЦ-4;

демонтаж ТГ-2 установленной электрической мощностью 12 МВт установленной тепловой мощностью теплофикационных отборов 7,9 Гкал/час на ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»);

ввод газопоршневой электрической станции ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити» с установленной электрической мощностью 77,4 МВт (сведения об утилизационных установках отсутствуют);

ввод газопоршневой электрической станции ГПЭС АО «Михеевский ГОК» с установленной электрической мощностью 92 МВт (сведения об утилизационных установках отсутствуют).

С учетом всех изменений, установленная тепловая мощность ТЭЦ по регулируемым отборам турбоагрегатов снизилась с 5738 до 5604,7 Гкал/час, или на 133,3 Гкал/час (на 2,3 процентных пункта от уровня 2018 года). Весь остальной спрос на тепловую мощность обеспечивается из СЦТ на базе котельных. Общая установленная тепловая мощность ТЭЦ и котельных на территории Челябинской области в 2019 году составила 20302 Гкал/час (таблица 14).

Таблица 14

Установленная тепловая мощность ТЭЦ и котельных на территории Челябинской области, Гкал/час

Наименование	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Верхнеуфалейский городской округ	259	259	259	259	259
Златоустовский городской округ	1244	1244	1244	1241	1507
Карабашский городской округ	101	101	101	101	101
Копейский городской округ	587	587	587	587	587
Кыштымский городской округ	263	263	263	263	263
Локомотивный городской округ	75	75	75	14	20
Магнитогорский городской округ	2404	2404	2404	2405	2404
Миасский городской округ	1066	1066	1066	997	1066
Озерский городской округ	869	869	869	869	869
Снежинский городской округ	363	363	363	503	363
Трехгорный городской округ	283	283	283	275	275
Троицкий городской округ	438	438	438	425	494
Усть-Катавский городской округ	167	170	170	167	116
Чебаркульский городской округ	355	355	355	355	355
Челябинский городской округ с внутригородским делением	7547	7449	7599	7599	7871
Южноуральский городской округ	320	320	320	328	328
Всего по городским округам	16343	16248	16398	16388	16880
Агаповский муниципальный район	150	149	145	144	144
Аргаяшский муниципальный район	53	53	51	50	50
Ашинский муниципальный район	494	494	494	490	395
Брединский муниципальный район	44	44	44	44	44
Варненский муниципальный район	48	48	48	46	46

Верхнеуральский муниципальный район	150	150	150	148	163
Еманжелинский муниципальный район	200	200	200	193	193
Еткульский муниципальный район	75	75	75	74	74
Карталинский муниципальный район	163	163	162	160	160
Каслинский муниципальный район	205	205	205	205	205
Катав-Ивановский муниципальный район	172	170	165	163	163
Кизильский муниципальный район	35	35	32	30	30
Коркинский муниципальный район	201	201	201	198	198
Красноармейский муниципальный район	121	121	120	117	117
Кунашакский муниципальный район	70	70	70	69	69
Кусинский муниципальный район	90	90	90	86	86
Нагайбакский муниципальный район	65	65	65	64	64
Нязепетровский муниципальный район	53	53	53	50	50
Октябрьский муниципальный район	29	29	29	27	27
Пластовский муниципальный район	70	65	65	60	60
Саткинский муниципальный район	520	520	520	506	506
Сосновский муниципальный район	297	297	297	295	296
Троицкий муниципальный район	42	35	35	31	21
Увельский муниципальный район	50	50	45	44	69
Уйский муниципальный район	81	81	81	78	78
Чебаркульский муниципальный район	87	87	85	82	82
Чесменский муниципальный район	35	35	35	32	32
Всего по муниципальным районам	3600	3585	3562	3485	3422
Всего по Челябинской области	19943	19833	19960	19873	20302

Изменение тенденций показателей установленной тепловой мощности в городских округах и муниципальных районах различны. В городских округах прирост установленной тепловой мощности в 2019 году по отношению к 2018 году составил 497 Гкал/ч. А в муниципальных районах произошло сокращение устновленной тепловой мощности на 8 Гкал/ч.

К причинам изменения показателей устанволенной тепловой мощности относятся:

уточнение данных об УТМ котлоагрегатов;

замещение котлоагрегатов котельных с выработанным назначенным ресурсом на новые котлоагрегаты с уменьшенной тепловой мощностью, в связи с наличием значительных резервов по УТМ на замещаемых котлоагрегатах;

вывод из эксплуатации крупных котельных промпредприятий, обеспечивающих ранее тепловую нагрузку городских потребителей, и перераспределение тепловой нагрузки на действующие котельные.

Основной причиной таких изменений является ежегодное уточнение данных о состоянии систем теплоснабжения в Челябинском городском покруге. Такие уточнения относятся к Златоустовскому городскому округу, где новая

актуализированная схема теплоснабжения учитывает в 2019 году установленную тепловую мощность в размере 1507 Гкал/ч (вместо 1241 Гкал/ч в 2018 году), Троицкому городскому округу (494 Гкал/ч в 2019 году вместо 425 Гкал/ч в 2018 году), Локомотивному городскому округу (20 Гкал/ч в 2019 году вместо 14 Гкал/ч в 2018 году), Миасскому городскому округу (1066 Гкал/ч в 2019 году вместо 997 Гкал/ч в 2018 году).

Аналогичная картина складывается в описании установленной тепловой мощности муниципальных районов. Только с обратным знаком. Учет установленной тепловой мощности в Ашинском муниципальном районе (395 Гкал/ч вместо 490 Гкал/ч в 2018 году), Саткинском муниципальном районе (561 Гкал/ч вместо 506 Гкал/ч), Верхнеуральском муниципальном районе (163 Гкал/ч вместо 148 Гкал/ч) в результате привел к снижению УТМ.

Принимая во внимание данные о спросе на тепловую мощность у потребителей, потери тепловой мощности в тепловых сетях и собственные нужды ТЭЦ и котельных, а также данные таблицы 14, можно сделать выводы о том, что резервы УТМ на источниках тепловой мощности составляют около 67 процентов.

Строительство новых источников тепловой мощности (котельных) осуществляется только в зонах новой застройки, не обеспеченной существующей тепловой мощностью.

Выработка тепловой энергии.

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных приведена в таблице 15 и на рисунке 11. В данной таблице учтены собственные нужды и потери тепловой энергии в тепловых сетях на ТЭЦ и котельных.

Таблица 15

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных
в Челябинской области, тыс. Гкал

Год	Производство	ТЭЦ	Прочими электростанциями	Котельные всего	Тепло-утилизационные установки	Полезный отпуск с коллекторов	Потери в сетях	Всего потреблено
2015	43454	23191	370	16582	3312	42152	3808	38344
2016	42993	23028	370	16227	3367	41704	3741	37963
2017	42227	22867	370	15592	3398	40961	3675	37286
2018	41783	22707	370	15239	3467	40530	3611	36919
2019	41544	22548	370	15241	3386	40299	3548	36751

Источник: Сведения об использовании топлива, теплоэнергии и электроэнергии в Челябинской области.

Рисунок 11

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области



Анализ этих данных показывает, что доля выработанной тепловой энергии на ТЭЦ постоянно увеличивается и достигает к 2019 году 54,4 процента. Таким образом, коэффициент теплофикации в Челябинской области один из самых высоких среди территорий Российской Федерации (за исключением Москвы и Санкт-Петербурга как субъектов Российской Федерации).

В связи с промышленной ориентацией Челябинской области в производстве тепла также высока доля тепловой энергии, полученная на теплоутилизационных установках промышленных предприятий (около 7 процентов от общей выработки тепловой энергии).

10. Перечень крупных потребителей тепловой энергии в Челябинской области.

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии на территории Челябинской области с указанием потребления тепловой энергии по данным, представленным самими потребителями, приведен в таблице 16. Все перечисленные потребители тепловой энергии обеспечивают спрос на тепловую мощность от собственных источников тепловой энергии.

Следует также отметить, что большинство из этих крупных промышленных потребителей имеют собственные источники тепловой энергии. Например, все металлургические комбинаты эксплуатируют источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (ПАО «ММК», ПАО «ЧМК», АО «Автомобильный завод «Урал» (АО «АЗ «Урал»), АО «Златоустовский машиностроительный завод»), а остальные эксплуатируют промышленно-отопительные котельные.

Таблица 16

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии Челябинской области

Наименование потребителя	Городской округ/ муниципальный район	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал				
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	Челябинский городской округ с внутригородским делением	1253	1228	1215	1194	1175
АО «Челябинский электро-металлургический комбинат»	Челябинский городской округ с внутригородским делением	435	426	413	403	392
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	Челябинский городской округ с внутригородским делением	324	317	325	323	324
ПАО «Челябинский цинковый завод»	Челябинский городской округ с внутригородским делением	н/д	н/д	613	н/д	н/д
ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	Магнитогорский городской округ	1750	1717	1812	1822	1853
ООО «Миасский керамический завод»	Миасский городской округ	125	122	154	163	177
АО «Автомобильный завод «Урал»	Миасский городской округ	94	92	124	133	148
АО «Златоустовский машиностроительный завод»	Златоустовский городской округ	213	208	205	201	197
ООО «Златоустовский литейный завод»	Златоустовский городской округ	142	139	114	104	90
АО «Копейский машиностроительный завод»	Копейский городской округ	47	46	46	45	45
ЗАО «Карабашмедь»	Карабашский городской округ	9	9	13	14	16
ЗАО «Кыштымский медеэлектролитный завод»	Кыштымский городской округ	47	46	44	43	41
АО «Комбинат Магнезит»	Саткинский муниципальный район	20	20	16	15	13
ПАО «Ашинский металлургический завод»	Ашинский муниципальный район	н/д	25	23	н/д	21

11. Структура установленной электрической мощности на территории Челябинской области.

Структура установленной электрической мощности электростанций на территории Челябинской области на 1 января 2020 года представлена в таблице 17.

Таблица 17

Структура установленной электрической мощности электростанций на территории Челябинской области на 1 января 2020 года

№	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Установленная мощность	
		МВт	процентов
	Генерирующие компании		
1.	Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС	1315	21,16
2.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС	747	12,02
3.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2	844,5	13,59
4.	Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	256	4,12
5.	Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	133,8	2,15
6.	Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	320	5,15
7.	Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	593	9,54
8.	Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	757,5	12,19
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	18	0,29
10.	Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20	0,32
11.	Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20	0,32
12.	ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити»	77,4	1,25
	Электростанции промышленных предприятий		
13.	Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»)	300	4,83
14.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»)	191	3,07
15.	ПВЭС-1 (ПАО «ММК»)	10	0,16
16.	ПВЭС-2 (ПАО «ММК»)	91	1,46
17.	ПЦС (ПАО «ММК»)	18,92	0,30
18.	ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)	229	3,68
19.	Тургоякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)	24,5	0,39
20.	ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	36	0,58
21.	ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»)	24	0,39
22.	ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»))	6	0,10
23.	ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	14,5	0,23
24.	ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»)	3	0,05
25.	ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в городе Чебаркуль)	3,5	0,06
26.	ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»)	16	0,26
27.	ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»	3,09	0,05

28.	ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»)	13	0,21
29.	ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»)	12	0,19
30.	ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити»	17,2	0,28
31.	ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»	8,6	0,14
32.	ГПЭС АО «Михеевский ГОК»	92	1,48
Суммарная установленная мощность электростанций и станций промышленных предприятий Челябинской области		6215,51	100,00

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области на 1 января 2020 года составляет 6215,51 МВт.

В 2019 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

демонтаж ТГ-2 (12 МВт) на ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»);

ввод газопоршневой электрической станции ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити» мощностью 77,4 МВт;

ввод газопоршневой электрической станции ГПЭС АО «Михеевский ГОК» мощностью 92 МВт;

перемаркировка ПГУ-3 (263 МВт (172+91 МВт) вместо 247,5 МВт (177+70,5 МВт)) на Челябинской ТЭЦ-4.

В 2018 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

ввод ТГ-4 (61 МВт) на Аргаяшской ТЭЦ;

демонтаж ТГ-2 (85 МВт) на Троицкой ГРЭС;

ввод газопоршневых электрических станций ООО «Капитал-Сити» (ЗАО «Карабашмедь» (17,2 МВт), ЗАО «КМЭЗ» (8,6 МВт)).

В 2017 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

ввод ПГУ-3 мощностью 247,5 МВт (177+70,5 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;

ввод ГПУ «Южуралзолото» (16 МВт);

ввод ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК» (3,09 МВт);

ввод ТЭЦ АО «Златмаш» (13 МВт);

ввод ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод» (14,5 МВт);

ввод ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (12 МВт).

В 2016 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

вывод из эксплуатации ТГ-4 (278 МВт) и ТГ-5 (278 МВт) на Троицкой ГРЭС;

ввод ПСУ (660 МВт) на Троицкой ГРЭС;

перемаркировка генерирующего оборудования на Южноуральской ГРЭС-2 – суммарная установленная мощность 844,5 МВт (ПГУ-1 422,08 МВт вместо 420 МВт, ПГУ-2 422,42 МВт вместо 420 МВт);

демонтаж ТГ-9 (4 МВт) на Челябинской ТЭЦ-1;

перемаркировка ГТ ПГУ (170 МВт вместо 160 МВт) и ПТ ПГУ (63 МВт вместо 60 МВт) на Челябинской ТЭЦ-3;

демонтаж ТГ-1 (11 МВт), ТГ-2 (11 МВт), ТГ-3 (12 МВт) и ТГ-7 (5 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;

ввод ПГУ-2 мощностью 247,5 МВт (177+70,5 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;

ввод модульной когенерационной энергетической установки ООО «Перспектива» (ПС 110 кВ Касли) – 20 МВт;

ввод модульной когенерационной энергетической установки ООО «Перспектива» (ПС 110 кВ Пирит) – 20 МВт.

В 2015 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

ввод ТГ-1 (3,5 МВт) на ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»;

демонтаж ТГ-1 (25,5 МВт), ТГ-2 (23,5 МВт) и ТГ-5 (46 МВт) на Челябинской ТЭЦ-1;

вывод из эксплуатации ТГ-4 (35 МВт) на Южноуральской ГРЭС;

перемаркировка ПГУ-1 (420 МВт вместо 408 МВт) и ПГУ-2 (420 МВт вместо 416,6 МВт) на Южноуральской ГРЭС-2;

перемаркировка ПГУ-3 до 220 МВт (160+60 МВт вместо 156,3+60 МВт) на Челябинской ТЭЦ-3;

демонтаж ТГ 4 (12 МВт), ТГ-5 (12 МВт), ТГ-6 (14 МВт) и ТГ-8 (5 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;

ввод ПГУ-1 мощностью 247 МВт (174+73 МВт) на Челябинской ТЭЦ-4;

перемаркировка ТГ-1 (12 МВт вместо 25 МВт) и ТГ-2 (12,5 МВт вместо 25 МВт) на Тургоякской ТЭЦ.

Структура установленной электрической мощности электростанций Челябинской области на 1 января 2020 года в графическом виде представлена на рисунке 12.

Изменение установленной электрической мощности электростанций Челябинской области в период с 2015 по 2019 годы (с детализацией изменений в последнем году) в графическом виде представлено на рисунке 13.

Крупнейшей электростанцией в энергосистеме Челябинской области на 1 января 2020 года является Троицкая ГРЭС с установленной мощностью 1315 МВт (21 процент от установленной мощности энергосистемы), принадлежащая ПАО «ОГК-2».

Электростанции промышленных предприятий составляют долю в 19 процентов (1190,71 МВт) от общей установленной мощности

энергосистемы. Крупнейшей электростанцией промышленных предприятий является Магнитогорская ТЭЦ установленной мощностью 300 МВт (5 процентов от установленной мощности энергосистемы), принадлежащая ПАО «ММК».

Рисунок 12

Структура установленной электрической мощности электростанций Челябинской области по состоянию на 1 января 2020 года

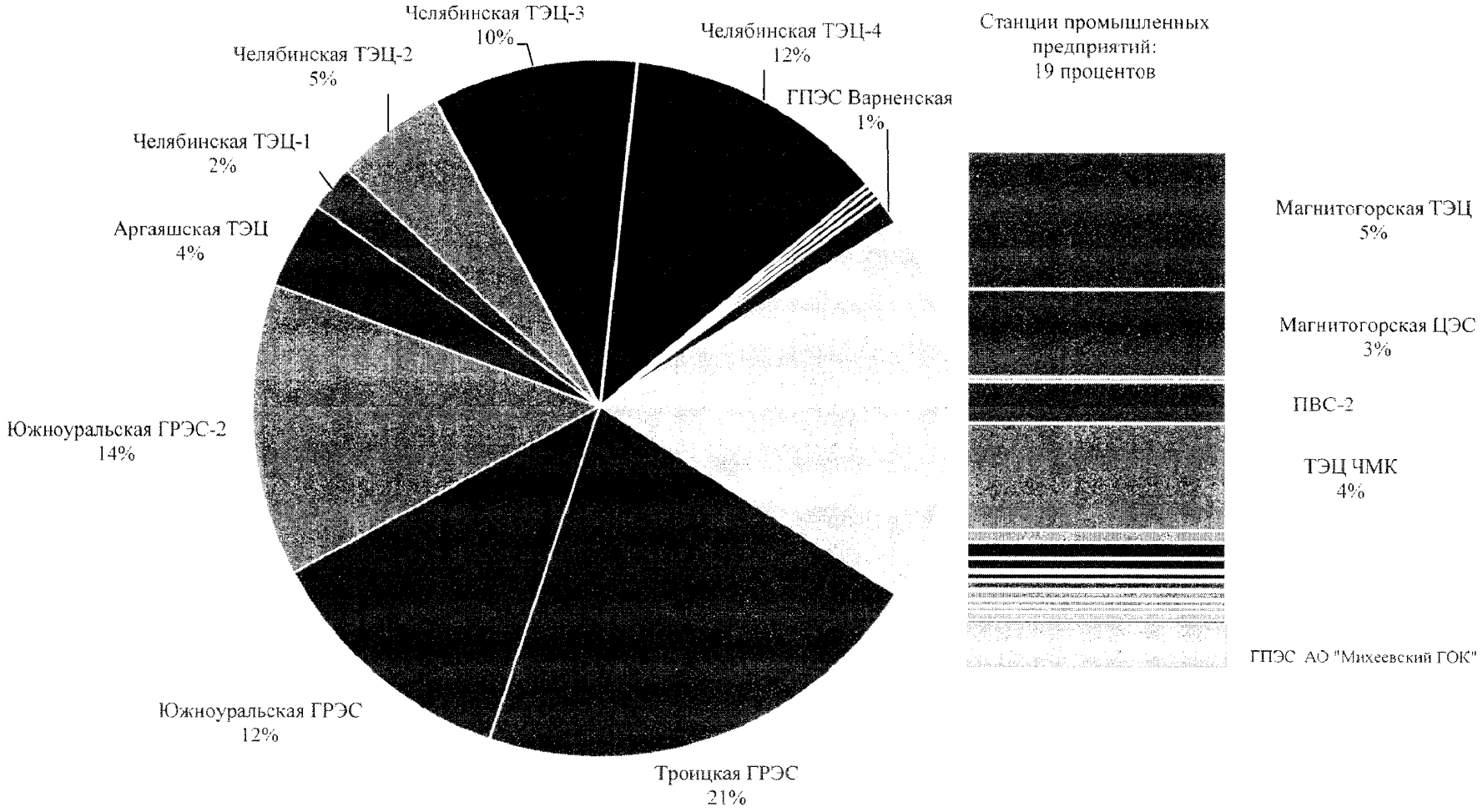
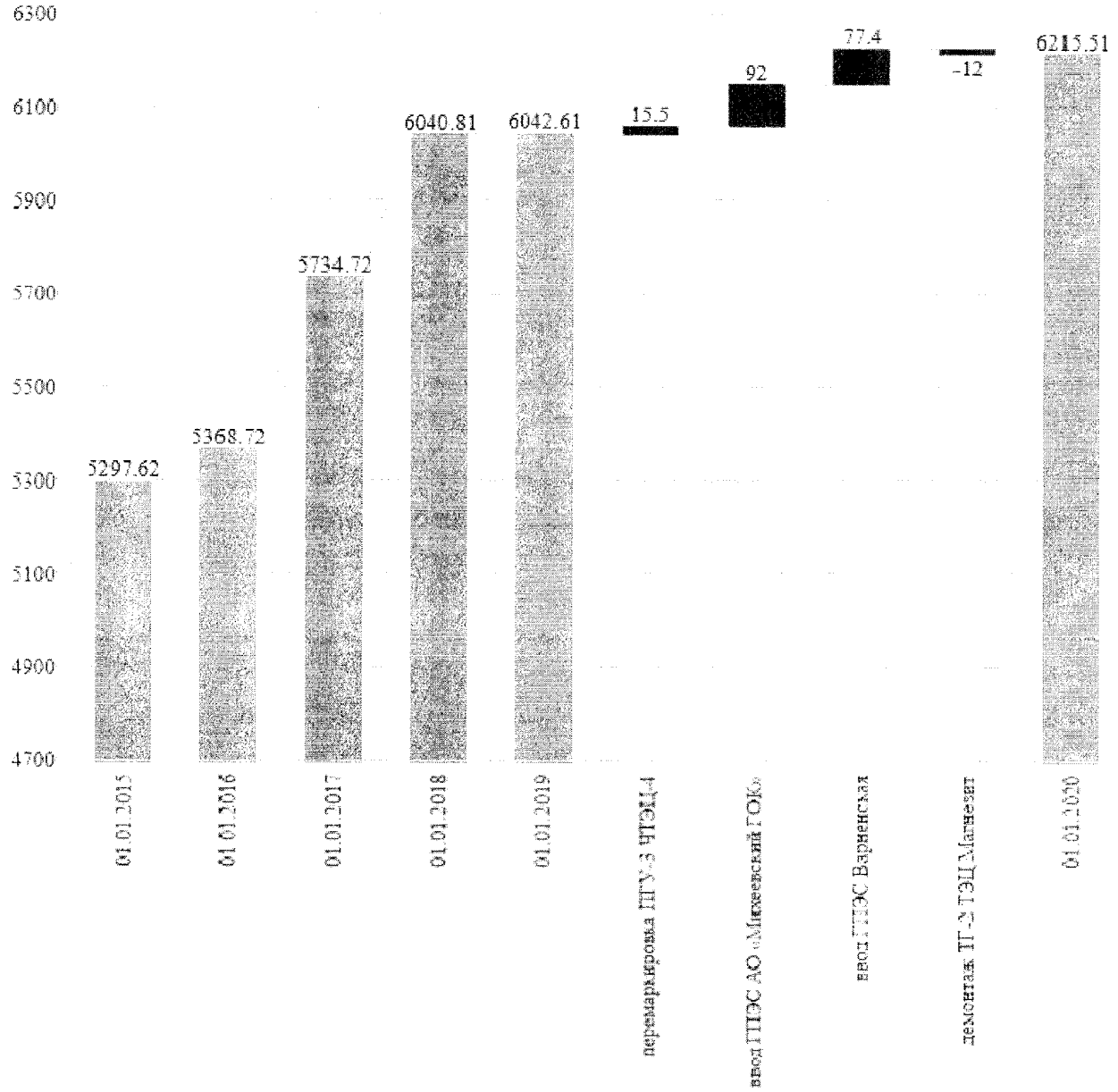


Рисунок 13

Изменение установленной электрической мощности электростанций Челябинской области в период с 2015 по 2019 годы (с детализацией изменений в последнем году)



12. Состав существующих электростанций (а также станции промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС.

Годы ввода станции: 1960-2016.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 500/220/110 кВ. На станции установлен автотрансформатор связи напряжением 500/220/35 кВ, две автотрансформаторные группы связи напряжением 220/110/13,8 кВ, автотрансформатор связи напряжением 220/110/13,8 кВ и два

блочных трансформатора напряжением 500/20 кВ. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;

КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Карталы 220;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Бобровская с отпайкой на ПС Строительная;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Строительная;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Троицкая районная I цепь с отпайкой на ПС Золотая Сопка-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Троицкая районная II цепь с отпайкой на ПС Золотая Сопка-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Дизельная I цепь с отпайкой на ПС Новотроицкая;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Дизельная II цепь.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 1321 МВт. На станции эксплуатируется 4 генератора.

ТГ-1 и ТГ-3 присоединены к обмотке низкого напряжения АТГ-1 и АТ-3 соответственно. Выдача мощности ТГ-1 и ТГ-3 осуществляется в ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ. Блок № 8 и Блок № 10 выдают мощность в ОРУ 500 кВ.

Установленная тепловая мощность станции составляет 210 Гкал/час. На станции эксплуатируется 5 энергетических котлов. Котлы с 1 по 3 являются дубль-блоками. На станции эксплуатируется 4 турбины. Турбины № 1 и № 3 являются теплофикационными (установленная тепловая мощность каждой составляет 105 Гкал/час). Турбина № 8 является конденсационной.

В рамках договора о предоставлении мощности на станции в 2016 году было завершено строительство пылеугольного энергоблока № 10 мощностью 660 МВт (ПСУ-660). Дата ввода в эксплуатацию – 31 мая 2016 года. 1 марта 2020 года произведена перемаркировка энергоблока № 10 с увеличением мощности до 666 МВт. В состав блока № 10 входят:

паровой котлоагрегат HG-2100/25,4-YM16;

паровая турбоустановка CLN-660-24,2-566-566;

турбогенератор QFSN-660-2.

Основным топливом является каменный уголь (марки КСН) Экибастузского месторождения (Республика Казахстан) для старой части станции, уголь (марки Д) Кузнецкого угольного бассейна является основным

видом топлива для энергоблока №10. Растопочным топливом является топочный мазут марки М100. Резервного топлива не предусмотрено.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Троицкой ГРЭС:

цех топливоподачи в составе: узел пересыпки № 2а, узел пересыпки № 1, узел пересыпки № 4, узел пересыпки № 5, узел пересыпки № 1а, узел пересыпки № 2, здание узла пересыпки № 4 (1 очереди), здание узла пересыпки № 3 блока 9, здание дробильного корпуса № 2, галерея транспортеров № 29, загрузочные бункера угля 3 очереди, здание поста электрической централизации, железнодорожный пост № 1, галерея транспортеров № 13, здание узла пересыпки № 2 блока 9, здание узла пересыпки № 1 блока 9, галерея транспортеров № 26, галерея транспортеров № 25, здание щита управления топливоподачи, загрузочный бункер на складе угля, железнодорожные пути к вагоноопрокидывателю № 1, 2, здание узла пересыпки № 2а, размораживающее устройство вагоноопрокидывателя № 4, 5, здание узла пересыпки № 5, здание узла пересыпки № 1а, здание узла пересыпки № 2, здание щита управления ЦТП, галерея транспортеров № 1, галерея транспортеров № 11, галерея транспортеров № 15, здание вагоноопрокидывателя № 1, 2, галерея транспортеров № 16, дробильный корпус № 1, железнодорожные внутристанционные пути, здание узла пересыпки № 6, галерея транспортеров № 3, здание вагоноопрокидывателя № 4, № 5, весовая будка № 4, размораживающее устройство на 6 вагонов вагоноопрокидывателя № 2, здание узла пересыпки № 4 очереди № 3, галерея транспортеров № 7, галерея транспортеров № 14, склад угля, здание вагоноопрокидывателя № 3, галерея транспортеров № 27, загрузочный бункер на складе угля, галерея транспортеров № 28, мазутосливная эстакада, здание узла пересыпки № 1 (1 очереди), галерея транспортеров № 18, здание дробильного корпуса блока № 9, галерея транспортеров № 4, размораживающее устройство вагоноопрокидывателя № 3, галерея транспортеров № 10 и № 12, галерея транспортеров № 2, размораживающее устройство на 6 вагонов вагоноопрокидывателя № 1, галерея транспортеров № 24, железнодорожный тупик, здание узла пересыпки (1 очереди), подъездной железнодорожный путь от станции Золотая Сопка до ГРЭС, галерея транспортеров № 1, подъездные железнодорожные пути № 4 и № 5, железнодорожный путь № 2 подачи угля, железнодорожные пути в районе дробильного корпуса, железнодорожный путь № 7, железнодорожный путь к вагоноопрокидывателю № 5, железнодорожный путь № 20, железнодорожный путь № 21 надвига вагонов, железнодорожный путь № 18, железнодорожный путь № 19, железнодорожный путь № 20, железнодорожный путь № 21, железнодорожный путь № 10, узел пересыпки Т-1, узел пересыпки Т-2, узел пересыпки Т-3, узел пересыпки Т-4, помещение устройства натяжения ленты конвейера угольного склада, дробильный корпус, здание вагоноопрокидывателей, галерея конвейеров С-1 А/В, галерея конвейеров С-2А/В, галерея конвейера С-3, галерея конвейера С-4, галерея

конвейеров С-5А/В, галерея конвейеров С-6А/В, угольный склад, приемно-сливная эстакада мазута.

Химический цех в составе: химводоочистка (3 очередь), здание предочистки с подземным тоннелем технологических трубопроводов от предочистки, здание обессоливающей установки, здание химводоочистки, эстакада трубопроводов от главного корпуса до ОУ-ЗЗО, склад мокрого хранения соли и коагулянта, здание маслохозяйства блока 666 МВт, здание добавки химреагентов в циркуляционную воду (помещение обработки циркуляционной воды), щелочно-кислотный склад и бак-нейтрализатор ХВО, здание химводоочистки (комплекс ХВО), здание разгрузки и хранения кислоты и щелочи (насосная станция разгрузки кислоты и щелочи), щелочно-кислотный склад и бак-нейтрализатор.

Котлотурбинный цех № 1 в составе: мазутный бак № 1, мазутный бак № 3, мазутный бак № 2, мазутохозяйство, маслоуловитель, камера переключения береговой насосной № 1, газоходы от дымососной 1 очереди до трубы № 1, дымососно-скрубберная 1 очереди, береговая насосная № 1, дымовая труба № 1, здание главного корпуса 1 очереди.

Блоки 300 МВт в составе: дымовая труба № 2, дымовая труба № 3, здание дымососного отделения 2 очереди, здание электрофильтров, здание главного корпуса 2 очереди, здание дымососного отделения, система сухого золошлакоудаления блока № 7.

Котлотурбинный цех № 3 в составе: блок 500 МВт: здание главного корпуса 3-4 очереди, береговая насосная № 3, здание тягодутьевых машин 3 - 4 очереди, водозаборный ковш береговой насосной № 3, газоходы к дымовой трубе № 4, дымовая труба № 4, ввод обогрева водозаборного ковша береговой насосной № 3, береговая насосная № 2, камера переключения береговой насосной № 2, блока 666 МВт: главный корпус, БЩУ, отделение тягодутьевых механизмов, циркуляционная насосная станция, БНС-4, здание мазутонасосной, насосная станция противопожарной защиты с резервуаром, помещение управления электрофильтрами, отделение электрофильтров, дымовая труба, газоходы (дымоходы) от дымососов до дымовой трубы, газоходы (дымоходы) от РВП до отделения электрофильтров, башенная градирня, шлакохранилище, склад турбинного смазочного масла, золохранилище (склад золы), склад мазутного топлива с резервуарами, комплексный бассейн №1 насосной станции противопожарной защитой, приемная емкость мазута.

Электроцех в составе: здание электролизерной, здание главного щита управления, мастерская ОРУ, компрессорная ОРУ, здание ГЩУ на территории ОРУ, закрытое распределительное устройство 13,8 кВ блока № 1, закрытое распределительное устройство 13,8 кВ блока № 2, закрытое распределительное устройство 13,8 кВ блока № 3, башня ревизии трансформаторов с пристроями масс, ОРУ 110 кВ, ОРУ 220 кВ, ОРУ 500 кВ, блок 666 МВт: водородная станция, дизель-генераторная, ресиверы водорода № 1 - 5, бак аварийного слива трансформаторного масла.

Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС.

Южноуральская ГРЭС введена в эксплуатацию 28 апреля 1952 года.

Выдача мощности Южноуральской ГРЭС осуществляется на напряжении 220-110 кВ. На станции установлены два автотрансформатора связи напряжением 220/110 кВ. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС Исаково;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Еманжелинка с отпайками;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Казачья;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Красногорка с отпайкой на ПС Красноселка-т;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Ленинская с отпайкой на ПС Варламово;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Первомайка I цепь с отпайкой на ПС Еманжелинск-т;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Первомайка II цепь с отпайкой на ПС Еманжелинск-т;

КВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Таганай с отпайками;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 747 МВт. На станции установлены 6 генераторов. Все генераторы присоединены к ОРУ 220 кВ.

Установленная тепловая мощность станции составляет 320 Гкал/час. На станции эксплуатируется 12 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 6 турбин. Турбины № 5, 7 и 8 являются теплофикационными (установленная тепловая мощность турбин составляет 110, 105 и 105 Гкал/час соответственно). Турбины № 6, 9 и 10 являются конденсационными.

Основным видом топлива (проектным) является бурый уголь. Резервным видом топлива является природный газ. В качестве растопочного топлива используется мазут.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Южноуральской ГРЭС:

главный корпус, здание главного щита управления, здание трансформаторного маслохозяйства, здание главного распределительного устройства 10 кВ, здание электролизерной установки, здание закрытого распределительного устройства 6 кВ, здание химводоочистки и склада соли, здание предочистки, здание насосной и водоприемника 1 очереди, здание насосной и водоприемника 2 очереди, здание насосной станции № 3, здание объединенной багерной, здание багерная насосная 4 очереди, здание объединенной насосной станции, здание мазутонасосной станции, здание

отстойно-фильтровальной станции, здание дробильного корпуса № 1, здание дробильного корпуса № 2, здание газораспределительного пункта, здание разгрузочного устройства с вагоноопрокидывателем, сооружение дымовая труба № 1, сооружение дымовая труба № 2, сооружение дымовая труба № 3, сооружение дымовая труба № 4, сооружение дымовая труба № 5, газоходы, сооружение приемное устройство для слива мазута, земляная плотина, железобетонный водосброс, струенаправляющая дамба, отводящие каналы, дамбы золошлакоотвала, железобетонная эстакада трубопроводов, сооружение открытое распределительное устройство, сооружение галерея транспортера № 2, сооружение галерея транспортера № 3, сооружение галерея транспортера № 5, 6, сооружение галерея транспортера № 7, сооружение галерея транспортера № 8, сооружение галерея транспортеров № 9 - 10, сооружение галерея транспортеров № 11 - 12, сооружение галерея транспортера № 13, сооружение галерея транспортера № 14, сооружение галерея транспортера № 15, сооружение галерея транспортера № 18, сооружение галерея транспортера № 19.

Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2.

Установленная мощность генерирующего оборудования Южноуральской ГРЭС-2 составляет 844,5 МВт. Первый энергоблок станции был введен в эксплуатацию 4 февраля 2014 года, второй энергоблок – 28 октября 2014 года.

Основное оборудование каждого энергоблока включает в себя высокоэффективные газотурбинную и паротурбинную установки производства SiemensAG и котел-утилизатор производства «ЗиО-Подольск», которое обеспечивает один из самых высоких в отрасли КПД электрического цикла – 56-58 процентов.

Основное топливо новых энергоблоков – природный газ. Газоснабжение Южноуральской ГРЭС-2 осуществляется двумя подводящими трубопроводами протяженностью 2 километра от магистрального газопровода высокого давления. В качестве аварийного используется дизельное топливо.

Согласно проектному решению энергоблоки Южноуральской ГРЭС-2 расположены на отдельной производственной площадке на берегу Южноуральского водохранилища.

Выдача мощности Южноуральской ГРЭС-2 осуществляется на напряжении 500-220 кВ. На станции установлен один автотрансформатор связи напряжением 500/220 кВ. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;

КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково.

Энергоблоки присоединены к ОРУ 220 кВ.

Аргаяшская ТЭЦ филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Введена в работу 7 июля 1954 года. Является основным источником электроэнергии и тепла для поселка Новогорный, города Озерска и химического комбината «Маяк».

Выдача мощности Аргаяшской ТЭЦ осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-1;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым I цепь с отпайкой на ПС Болото-11;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым II цепь с отпайкой на ПС Болото-12.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 256 МВт. На станции установлены 7 генераторов.

Установленная тепловая мощность станции составляет 708,5 Гкал/час. На станции эксплуатируется 9 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 7 турбин. Все турбины имеют теплофикационные отборы суммарной установленной тепловой мощностью 708,5 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

Основным видом топлива для котлов является уголь. Резервное топливо отсутствует.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Аргаяшской ТЭЦ:

дымовая труба № 1, дымовая труба № 2, дымовая труба № 3, главный корпус, мастерские котельного цеха, мастерская гидрозолоудаления, здание мазутонасосной станции, здание маслохозяйства, БНС, переключательный колодец, проходная БНС, ХВО 1, 2, 3 очереди, ГЩУ, здание компрессорной станции, трансформаторная мастерская со сладом газовых баллонов, здание водородной станции, переходной мост между машинным залом и ГЩУ, золошлакоотвал.

Челябинская ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Первая очередь станции запущена 18 января 1942 года. Расположена станция в Ленинском районе города Челябинска. На Челябинской ТЭЦ-1 установлено оборудование с поперечными связями. В 2014 году завершена модернизация станции с вводом двух газотурбинных установок общей мощностью 83,8 МВт.

Выдача мощности Челябинской ТЭЦ-1 осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Гранитная – Челябинская ТЭЦ-1;

ВЛ 110 кВ Исаково – Челябинская ТЭЦ-1 с отпайками;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Пластмасс;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Ю. Копи с отпайкой на ПС Н.О.В.;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ II цепь с отпайками.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 133,8 МВт. На станции установлены 4 генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 711,2 Гкал/час. На станции эксплуатируется 3 энергетических котла. На станции эксплуатируется 2 противодавленческих турбины с установленной тепловой мощностью отборов по 105 Гкал/час каждая. На станции установлены 4 водогрейных котла (2В, 3В – ПТВМ-100, 5В, 6В – КВГМ-100) суммарной установленной тепловой мощностью 400 Гкал/час. Помимо этого, имеется два котла-утилизатора (суммарная установленная тепловая мощность составляет 17 Гкал/час) и редукционно-охладительная установка (далее именуется – РОУ) установленной тепловой мощностью 84,2 Гкал/час.

Основным топливом для энергетических котлов № 4, 5 и 6водогрейных котлов № 2В, 3В, 5В, 6В и новых газотурбинных установок основным топливом является природный газ. Резервное топливо для газотурбинных установок, энергетических котлов № 4, 5 и 6 и водогрейных котлов № 2В, 3В, 5В, 6В – природный газ.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Челябинской ТЭЦ-1:

дымовая труба № 1, здание пиковой котельной, насосная станция мазутного хозяйства, здание газораспределительного пункта, здание (котельный цех), здание гидроцеха, здание центральной насосной станции, здание береговой насосной, здание (турбинный цех), главный корпус ГТУ, склад мокрого хранения соли, склад химических реагентов, здание химводоочистки, здание установки нейтрализации и разделения стоков, здание электроцеха.

Челябинская ТЭЦ-2 филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Первый турбогенератор мощностью 60 МВт Челябинской ТЭЦ-2 был введен в действие 1 декабря 1962 года. Станция расположена в восточной части города Челябинска.

Выдача мощности Челябинской ТЭЦ-2 осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2;

ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 320 МВт. На станции установлены 4 генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 956 Гкал/час. На станции эксплуатируется 9 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 4 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 596 Гкал/час (2×138 и 2×160 Гкал/час). На станции установлены 2 водогрейных

котла (№ 1В и 2В) суммарной установленной тепловой мощностью 360 Гкал/час (2×180 Гкал/час).

Основным топливом для энергетических котлов является бурый уголь, для водогрейных котлов № 1 и 2 основным топливом является природный газ. Резервное топливо для агрегатов водогрейных котлов № 1 и 2 – топочный мазут. Резервное топливо для энергетических котлов – природный газ.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Челябинской ТЭЦ-2:

дымовая труба № 1, дымовая труба № 2, дымовая труба № 3, галерея конвейеров № 2, галерея конвейеров № 3, дробильный корпус, галерея конвейеров № 4, разгрузочный сарай со сварочным постом, с приемными бункерами угля и галереей ЛК-1, гараж бульдозеров, депо (мастерская по сборке укрупненных обмуровочных блоков), гараж на 6 тракторов, главный корпус, пиковая котельная, мазутонасосная с эстакадой приёма мазута и мазутной эстакадой, газораспределительная станция, пенная станция пожаротушения № 2, пенная станция пожаротушения № 3, градирня башенная № 1, градирня башенная № 2, градирня башенная № 3, градирня башенная № 4, золошлакоотвал.

Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Первый энергоблок мощностью 180 МВт введен в эксплуатацию 1 апреля 1996 года. В декабре 2006 года запущен второй аналогичный энергоблок, в июне 2011 года – третий, парогазовый блок электрической мощностью 216,3 МВт. В 2015 году выполнена перемаркировка ПГУ-3 до 220 МВт (160+60 МВт). В 2016 году выполнена перемаркировка ПГУ-3 до 233 МВт (170+63 МВт).

Выдача мощности Челябинской ТЭЦ-3 осуществляется на напряжении 220 кВ и 110 кВ. Трансформаторы (автотрансформаторы) связи на станции отсутствуют. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I цепь;

ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево II цепь;

ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая I цепь;

ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая II цепь;

ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая III цепь;

ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая IV цепь;

ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь;

ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Плавильная I цепь с отпайкой на ПС ГПП-12;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Плавильная II цепь с отпайкой на ПС ГПП-12;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Лазурная с отпайкой на ПС Бакалинская;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 593 МВт. На станции установлены 4 генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 1123,8 Гкал/час. На станции эксплуатируется 3 энергетических блока. На станции эксплуатируется 3 паровые турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 567,8 Гкал/час (2×260+47,8 Гкал/час). На станции установлены 3 пиковых водогрейных котла (№ 1В, 2В и 3В) суммарной установленной тепловой мощностью 540 Гкал/час (3×180 Гкал/час). Помимо этого, имеется один паровой котел теплоснабжения установленной тепловой мощностью 16 Гкал/час.

В качестве основного топлива для энергетических котлов используется природный газ, резервное топливо отсутствует. Для котлов пиковой водогрейной котельной (водогрейных котлов и парового котла теплоснабжения) основным и резервным топливом является природный газ.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Челябинской ТЭЦ-3:

дымовая труба № 1, дымовая труба № 2, проходная, склад, насосная станция 2 подъема, здание главного корпуса, ГРП-2, ГРП-1, АБК, столовая, насосная станция ЦНС, насосная станция ливневых стоков, склад оборудования, цех тепловых, подземных коммуникаций, пожарное депо, здание по адресу: город Челябинск, Бродокалмакский тракт, 4, пешеходный переход от АБК до ГК, пешеходный переход от АБК до ОВК, градирня башенная № 1, градирня башенная № 2, градирня башенная № 3.

Челябинская ТЭЦ-4 филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

Челябинская ТЭЦ-4. Самая первая электростанция Челябинской области. Построена в 1930 году по плану ГОЭЛРО.

В рамках договора о предоставлении мощности на Челябинской ТЭЦ-4 16 ноября 2015 года произведен ввод ПГУ-1 установленной электрической мощностью 247 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час). 24 февраля 2016 года произведен ввод ПГУ-2 установленной электрической мощностью 247,5 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час). В 2017 году на Челябинской ТЭЦ-4 введен ПГУ-3 установленной электрической мощностью 247,5 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час).

В 2019 году произведена перемаркировка ПГУ-3 с увеличением установленной электрической мощности до 263 МВт (172+91 МВт) вместо 247,5 МВт (177+70,5 МВт) с одновременным снижением установленной тепловой мощности до 24,6 Гкал/час вместо 150 Гкал/час.

Выдача мощности Челябинской ТЭЦ-4 осуществляется на напряжении 220 и 110 кВ. Трансформаторы (автотрансформаторы) связи на станции отсутствуют. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Восточная;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Тракторозаводская;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Заречная I цепь;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Заречная II цепь.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 757,5 МВт. На станции установлены 6 генераторов.

Установленная тепловая мощность станции составляет 724,6 Гкал/час. На станции эксплуатируется три ПГУ. На станции эксплуатируется три паровые турбины в составе ПГУ с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 324,6 Гкал/час (2×150 Гкал/час+1×24,6 Гкал/час). На станции установлены 4 водогрейных котла суммарной установленной тепловой мощностью 400 Гкал/час (4×100 Гкал/час).

В качестве основного и резервного топлива используется природный газ.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Челябинской ТЭЦ-4:

дымовая труба № 1, дымовая труба № 2, дымовая труба № 3, главный корпус, здание КОС, здание проходной, насосная станция второго подъема, КРУЭ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, циркуляционная насосная станция, объединенная насосная станция добавочной воды, химводоочистка со складом реагентов, здание подготовки добавочной воды для цирксистемы, АКБ, градирня башенная № 1, градирня башенная № 2, градирня башенная № 3.

Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»).

Введена в работу в 2010 году.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 49.

Установленная мощность генерирующего оборудования составляет 18 МВт. На станции установлены два генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 80 Гкал/час. На станции установлены два водогрейных котла-утилизатора КУВ 23,2 (20) (2×20 Гкал/час), а также 2 водогрейных котла КВ-Г-23,3-170 (2×20 Гкал/час).

Ввиду отсутствия подключения к теплофикационным сетям тепловая мощность станции не используется, блоки работают в «сухом» режиме.

В качестве основного (резервного) топлива используется природный газ.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Магнитогорской ГТ-ТЭЦ:

главный корпус (в том числе: КРУ 3 кВ, КРУ 10 кВ), дымовая труба, пункт подготовки газа, резервуар противопожарного запаса воды.

Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»).

Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки 20V34SG производства Wartsila мощностью по 10 МВт каждая. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 20 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ Пирит.

Установленная тепловая мощность станции составляет 47,31 Гкал/час. На станции установлены два водогрейных котла КВГМ-20 (2×20 Гкал/час). Установленная тепловая мощность двух газопоршневых агрегатов составляет 7,31 Гкал/час.

Основным топливом газопоршневых агрегатов и водогрейных котлов является природный газ. В качестве резервного для водогрейных котлов используется дизельное топливо. Резервное топливо для газопоршневых агрегатов не предусмотрено.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Карабашской МКЭУ:

машинный зал, трансформаторная 10/0,4 кВ, распределительное устройство 10 кВ, компрессорная, распределительное устройство 0,4 кВ, котельная, диспетчерская, дымовые трубы котельной (2 штуки), дымовые трубы газопоршневой установки (2 штуки).

Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»).

Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки 20V34SG производства Wartsila мощностью 10 МВт каждая. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 20 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ Касли.

Установленная тепловая мощность станции составляет 14,11 Гкал/час. На станции установлены шесть водогрейных котлов ТТ100-8000 суммарной установленной тепловой мощностью 6,88 Гкал/час. Установленная тепловая мощность двух газопоршневых агрегатов составляет 7,31 Гкал/час.

Основным топливом газопоршневых агрегатов и водогрейных котлов является природный газ. В качестве резервного для водогрейных котлов № 3-6 используется дизельное топливо. Резервное топливо для водогрейных котлов № 1-2 и газопоршневых агрегатов не предусмотрено.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Каслинской МКЭУ:

распределительное устройство 10 кВ, машинный зал, распределительное устройство 0,4 кВ, диспетчерская, котельная, трансформаторная 10/0,4 кВ, дымовые трубы котельной (6 штук), дымовые трубы газопоршневой установки (2 штуки).

МКЭУ Миасская (ООО «Перспектива»).

Годы ввода в эксплуатацию – 2014 – 2015.

На станции установлены 2 газопоршневые установки Guascor SFGLD-560 мощностью 0,952 МВт каждая.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 2 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ Миасская.

Установленная тепловая мощность станции составляет 4,97 Гкал/час. На станции установлены шесть водогрейных котлов Duoterm 4500 суммарной установленной тепловой мощностью 3,87 Гкал/час. Установленная тепловая мощность двух газопоршневых агрегатов составляет 1,1 Гкал/час.

Основным топливом газопоршневых агрегатов и водогрейных котлов является природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения МКЭУ Миасская:

трансформаторная 10/0,4 кВ, котельный зал, модульная установка ГПУ № 1, модульная установка ГПУ № 2, дымовые трубы котельной (4 штуки), дымовые трубы газопоршневой установки (2 штуки), операторская.

МКЭУ Копейск (ООО «Перспектива»).

Год ввода в эксплуатацию – 2016.

На станции установлены 2 газопоршневые установки Guascor SFGLD-560 мощностью 0,952 МВт каждая. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 2 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на ПС 110 кВ Октябрьская.

Установленная тепловая мощность станции составляет 6,26 Гкал/час. На станции установлены шесть водогрейных котлов Uniterm 6000 суммарной установленной тепловой мощностью 5,16 Гкал/час. Установленная тепловая мощность двух газопоршневых агрегатов составляет 1,1 Гкал/час.

Основным топливом газопоршневых агрегатов и водогрейных котлов является природный газ. В качестве резервного для водогрейных котлов № 1-3 используется дизельное топливо. Резервное топливо для водогрейного котла № 1 и газопоршневых агрегатов не предусмотрено.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения МКЭУ Копейск:

трансформаторная 6/0,4 кВ, котельный зал, модульная установка ГПУ № 1, модульная установка ГПУ № 2, дымовые трубы котельной (4 штуки), дымовые трубы газопоршневой установки (2 штуки), операторская.

Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»).

Установленная электрическая мощность генерирующего оборудования станции составляет 300 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС I цепь с отпайкой на ПС 64;
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС II цепь с отпайкой на ПС 64;
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь;
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь;
ВЛ 110 кВ ПС63 – МТЭЦ I цепь;
ВЛ 110 кВ ПС63 – МТЭЦ II цепь.

На станции установлены 6 генераторов.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 720 Гкал/час. На станции эксплуатируется 8 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 6 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 540 Гкал/час. На станции установлен 1 водогрейный котел установленной тепловой мощностью 180 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – уголь. Для энергетического котла № 7 и водогрейного котла резервное топливо не предусмотрено.

Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 191 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС I цепь с отпайкой на ПС 64;
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС II цепь с отпайкой на ПС 64;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 23;
КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 62 с отпайкой на ПС 85;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 87;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 I цепь;
ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 II цепь.

На станции установлены 9 генераторов.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 670 Гкал/час. На станции эксплуатируется 8 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 9 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 470 Гкал/час. Установленная тепловая мощность двух водогрейных котлов составляет 200 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – доменный газ.

ПВЭС-1 (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 10 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 95.

На станции установлены 2 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 70 Гкал/час. На станции эксплуатируется 3 энергетических котла. На станции

эксплуатируется 2 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 70 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – доменный и коксовый газы.

ПВЭС-2 (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 91 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 87 и в распределительное устройство 10 кВ МЦЭС.

На станции установлены 4 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 340 Гкал/час. На станции эксплуатируется 7 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 4 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 340 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – доменный газ.

ПСЦ (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 18,92 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 29.

На станции установлены 3 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 120 Гкал/час. На станции эксплуатируется 3 энергетических котла. На станции эксплуатируется 3 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 120 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо отсутствует.

ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 229 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь.

На станции установлены 8 генераторов.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 1392,34 Гкал/час. На станции эксплуатируется 11 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 8 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 687 Гкал/час. На станции также установлены

6 водогрейных котлов суммарной установленной тепловой мощностью 600 Гкал/час (ПТВМ-100). Установленная тепловая мощность прочего оборудования составляет 105,34 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется газ (природный, доменный, коксовый), а также отходящий газ. Резервное топливо – уголь (энергетические котлы № 7-11).

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения ТЭЦ ЧМК:

цех подготовки производства, котельный цех, турбинный цех № 1, турбинный цех № 2, турбинный цех № 3, электрический цех, химический цех, цех тепловой автоматики и измерений.

ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в городе Чебаркуль).

Введена в работу 1 декабря 2015 года.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 3,5 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ Гранит.

На станции установлен 1 генератор.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 235 Гкал/час. На станции эксплуатируется 1 турбина с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 25 Гкал/час. Установленная тепловая мощность прочего оборудования составляет 210 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо отсутствует.

Тургоякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 24,5 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по двум линиям электропередачи напряжением 110 кВ на ПС 110 кВ Тургояк.

На станции установлены 2 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 366 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла. На станции эксплуатируется 2 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 66 Гкал/час. На станции установлены 4 водогрейных котла суммарной установленной тепловой мощностью 300 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – топочный мазут.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Тургоякской ТЭЦ:

газорегуляторный пункт, главное здание ТЭЦ, здание аппаратной маслохозяйства, здание мазутонасосной, здание насосной подпитки тепловых сетей, здание химводоочистки ТЭЦ, котельная, мазутонасосная № 2, насосная станция производственного и оборотного водоснабжения, площадка для

трансформатора (кабельная будка № 1), площадка для трансформатора (кабельная будка № 2), помещение КИП, прирельсовый склад магнезита, проходная ТЭЦ, ремонтная мастерская, склад реагентов, служебный корпус ТЭЦ, электролизерная ТЭЦ, газопровод на опорах, кабельная трасса 10 кВ ТЭЦ - РП-2, кабельная трасса 10 кВ ТЭЦ - РП107, кабельная трасса 10 кВ, кабельное хозяйство насосной подпитки теплосети, кабельные электросети к мазутонасосной, наружные сети электроснабжения до котельной, наружный газопровод к корпусу 13, теплосеть от ТЭЦ до новой котельной, теплосеть по площадке ТЭЦ, трубопровод катионированной воды, трубопроводы с эстакадами, подземный газопровод протяженностью 15 метров, диаметром 500 квадратных миллиметров, главное распределительное устройство 10,5 кВ, основное мазутное хозяйство для газо-мазутных станций, открытое распределительное устройство РУ 110 кВ, подстанция КТПН-400, распределительное устройство 10 кВ, распределительное устройство расхода 0,4 кВ, распределительное устройство расхода 3 кВ, распределительное устройство 6 кВ КРУ 6 кВ, аккумуляторный бак № 2, аккумуляторный бак для горячей воды, градирня, резервуар для сброса стоков, аккумуляторный бак, градирня с самотечным каналом, дымовая труба металлическая, дымовая труба ТЭЦ, мазутный резервуар № 5, мазутный резервуар № 6, мазутный резервуар № 1, мазутный резервуар № 2, нейтрализационная установка, очистные замазученных стоков, приемный мазутный резервуар, резервуар пожарный, сливная эстакада мазута, труба котельной дымовая (железобетонная), фильтрационная установка, шламонакопитель-испаритель.

ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»).

Установленная мощность генерирующего оборудования составляет 3 МВт. На станции установлены 2 генератора.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на ПС 35 кВ Металлургическая.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 20 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла. На станции установлен 1 водогрейный котел установленной тепловой мощностью 20 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – доменный газ.

ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 36 МВт. На станции установлены 3 генератора.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Миасс – ТЭЦ УралАЗ с отпайкой на ПС Автозаводская;

ВЛ 110 кВ Тургояк – ТЭЦ УралАЗ.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 575 Гкал/час. На станции эксплуатируется 4 энергетических котла. На станции

эксплуатируется 3 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 175 Гкал/час. На станции установлены 4 водогрейных котла суммарной установленной тепловой мощностью 400 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – топочный мазут.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения ТЭЦ УралАЗ:

станция насосная аккумуляторных баков, главное здание ТЭЦ, здание главного распределительного устройства электроцеха, тракт топливоподачи ТЭЦ, водогрейная котельная № 1, теплохолодный склад труб, золошламонакопитель № 2, циркуляционная насосная станция, здание сухого золоудаления котельного цеха, помещение скреперной и разгрузсарая, градирня ТЭЦ, здание РУ СН ТЭЦ, склад соли, здание насосной осветленнной воды, водогрейная котельная № 2, здание ХВО водогрейной котельной № 2, помещение дополнительной обработки воды водогрейной котельной № 2, склад серной кислоты водогрейной котельной № 2, трансформаторная подстанция водогрейной котельной № 1, химическая лаборатория, насосная деаэрационно-питательная, склад мокрого хранения соли, деаэрационно-питательная установка, мазутонасосная № 1, мазутонасосная № 2, здание склада хранения сульфоугля, дымовая железобетонная труба (высота 120 метров), дымовая железобетонная труба (высота 100 метров), дымовая кирпичная труба (высота 100 метров), дымовая кирпичная труба (высота 38,35 метра), центральная тепловая камера-коллектор турбин, эстакада разгрузки угля, эстакада слива мазута, ГРП-1, ГРП-2.

ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 24 МВт. На станции установлены 2 генератора.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ Огнеупор.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 15,8 Гкал/час. На станции эксплуатируется 5 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 2 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 15,8 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»)).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 6 МВт. На станции установлен 1 генератор.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на ПС 110 кВ ЗМЗ-4.

Установленная тепловая мощность ЦЭС составляет 408 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла (№ 3 и № 4). Суммарная

установленная мощность энергетических котлов составляет 68 Гкал/час. На станции установлены 3 паровых котла (№ 1, 2, и 10) суммарной установленной тепловой мощностью 40 Гкал/час. На станции установлены 4 водогрейных котла (№ 5, 6, 7 и 8) суммарной установленной тепловой мощностью 300 Гкал/час.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – мазут.

ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод».

Установленная мощность генерирующего оборудования ТЭЦ составляет 14,5 МВт. На станции установлены 3 генератора (ТГ-1,2 – по 6 МВт каждый, ТГ-3 – 2,5 МВт).

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ АМЗ и на напряжении 3 кВ в ЦРП.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 178 Гкал/час. На станции эксплуатируется 4 энергетических котла (№ 1 (ТП-30), № 2 (ТП-30), № 3 (БМ-35) и № 4 (ГМ-50-14/250)). На станции эксплуатируется 1 турбина типа Р-2,5-15/3 с противодавлением без регулируемого отбора пара и 2 турбины типа П-6-1,2/0,5 (теплофикационные с производственным регулируемым отбором пара) с установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара по 14,0 Гкал/час каждая. На ТЭЦ также установлены 2 водогрейных котла суммарной установленной тепловой мощностью 150 Гкал/час (КВГМ-100 и ПТВМ-50).

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо – топочный мазут.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»:

основное здание ТЭЦ, дымовая труба паровых котлов № 4, № 7, дымовая труба парового котла № 6; здание центрального теплового пункта; баки-аккумуляторы горячей воды № 1, № 2; здание промышленной котельной № 2; здание дымовой трубы высотой 120 метров; здание центрального распределительного пункта 3,15/10 кВ; здание насосной оборотного цикла машзала № 2; сооружение брызгального бассейна, железнодорожная эстакада слива-налива; приемная ёмкость 60 кубических метров (подземного размещения); бак хранения 2000 кубических метров (1 штука); бак хранения 5000 кубических метров (1 штука); насосная станция с группой насосов и сетевыми подогревателями; мазутопроводы и технологические трубопроводы в пределах мазутного хозяйства; сеть мазутопроводов для раздачи потребителям предприятия в однотрубном исчислении 2400 метров; сеть пароспутников.

ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»).

На ТЭЦ установлены четыре турбины и четыре генератора. Суммарная установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 13 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на шины ПС 110 кВ Н. Златоуст.

На станции установлено шесть энергетических котлов и шесть пиковых водогрейных котлов.

Основным топливом станции является природный газ, резервным – топочный мазут.

ГПУ «Южуралзолото» (АО «Южуралзолото Группа Компаний»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 16 МВт.

На станции установлено 8 газопоршневых агрегатов типа G3520E (ГПУ) производства Caterpillar мощностью 2 МВт каждый. В состав ГПУ входит 4-тактный V-образный газопоршневой двигатель с турбонаддувом G3520E, генератор SR4B HV (Kato), блок вспомогательного оборудования, смонтированный на общей раме.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на шины ПС 110 кВ Центральная-разведочная.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 3,09 МВт.

На станции установлено 3 газопоршневых агрегата типа G3516 (ГПА) мощностью 1,03 МВт каждый.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ГПЭС Энергоцентр города Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е.И. Забабахина»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 12 МВт.

На станции установлено 6 газопоршневых агрегатов типа MWM TCG2020V20 мощностью 2,0 МВт каждый.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на шины ПС 110 кВ Новая.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 17,2 МВт.

На станции установлено 4 газопоршневых агрегата типа CG260-16 мощностью 4,3 МВт каждый.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 8,6 МВт.

На станции установлено 2 газопоршневых агрегата типа CG260-16 мощностью 4,3 МВт каждый.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 77,4 МВт.

На станции установлено 18 газопоршневых агрегатов типа TCG 2032 V16 мощностью 4,3 МВт каждый.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

ГПЭС АО «Михеевский ГОК».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 92,0 МВт.

На станции установлено 23 газопоршневых агрегата типа CG260-16 мощностью 4,0 МВт каждый.

В качестве основного топлива используется природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

Перечень установленного на электростанциях основного оборудования представлен в таблице 18.

Таблица 18

Информация о котлах, турбинах и генераторах, установленных на существующих электростанциях (а также электростанциях промышленных предприятий) энергосистемы Челябинской области

Станционный номер котла	Тип, марка (модель) котла	Производитель	Год ввода	Основное топливо	Резервное (аварийное) топливо	Установленная тепловая мощность водогрейных котлов, Гкал/час	Станционный номер турбины	Тип, марка (модель) турбины	Производитель	Год ввода	Установленная мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/час	Станционный номер генератора	Тип, марка (модель) генератора	Производитель	Год ввода	Номинальная мощность, МВт
Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС																	
1А	ПК-14-2	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1960	уголь	-	-	1	Т-85-90-2,5	ХТЗ	1960	85	105	1	ТВ2-100-2	Электросила	1960	100
1Б	ПК-14-2	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1960	уголь	-												
2А	ПК-14-2	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1960	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2Б	ПК-14-2	машиностроительный завод	1960	уголь	-												

		«ЗиО-Подольск»															
3Б	ПК-14-2	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1961	уголь	-	-	3	Т-85-90/2,5	ХТЗ	1961	85	105	3	ТВ2-100-2	Электросила	1961	100
8	П-57	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1974	уголь	-	-	8	К-485-240	ХТЗ	1974	485	-	8	ТГВ-500-2	Электротяжмаш	1974	500
10	HG-2100/25,4-YM16	НВС	2016	уголь	-	-	10	GLN-660-24.2/566/566	НТС	2016	666	-	10	QFSN-660-2	НЕС	2016	666
Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС																	
КА-4	ПК-10Ш	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1953	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-5	ПК-10Ш	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1953	уголь	газ природный	-	5	ПТ-83/100-90/9	ЛМЗ	1996	83	110	5	ТВ2-100-2	Электросила	1953	100
КА-6	ПК-10Ш	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1954	уголь	уголь	-	6	К-100-90-3	ЛМЗ	1954	100	-	6	ТВ2-100-2	Электросила	1954	100
КА-7	ПК-10Ш	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1954	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-8	ПК-10Ш	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1954	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-9	ПК-10Ш	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1954	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-10	ПК-10Ш	машиностроительный завод	1955	уголь	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

		«ЗиО-Подольск»															
КА-11	ПК-14Р	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1956	уголь	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КА-12	ПК-14Р	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1956	уголь	газ природный	-	7	Т-82/100-90/2,5	ЛМЗ	1956	82	105	7	ТВ2-100-2	Электросила	1956	100
КА-13	ПК-14Р	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1957	уголь	газ природный	-	8	Т-82/100-90/2,5	ЛМЗ	1956	82	105	8	ТВ2-100-2	Электросила	1956	100
КА-14	ПК-33-83СП	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1961	газ природный	газ природный	-	9	К-200-130-1	ЛМЗ	1961	200	-	9	ТВФ-200-2	Электросила	1961	200
КА-15	ПК-33-83СП	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1961	газ природный	газ природный	-	10	К-200-130-1	ЛМЗ	1961	200	-	10	ТВФ-200-2	Электросила	1961	200
Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2																	
КУ-1	П-140	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	2014	газ	-	-	ПТ-1	SST5-3000	Siemens AG	2014	422,08	-	1	SGen5-2000H	SiemensAG	2014	422,08
							ГТ-1	SGT5-4000F	Siemens AG	2014		-					
КУ-2	П-140	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	2014	газ	-	-	ПТ-2	SST5-3000	Siemens AG	2014	422,42	-	2	SGen5-2000H	SiemensAG	2014	422,42
							ГТ-2	SGT5-4000F	Siemens AG	2014		-					
ВК-1	FR 10-12-16-204	«ЗИОСАБ - Дон»	2013	газ природный	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВК-2	FR 10-12-16-204	«ЗИОСАБ - Дон»	2013	газ природный	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ВК-3	FR 10-12-16-204	«ЗИОСАБ - Дон»	2014	газ природный	газ природный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																	
1	ТП-170-1	ТКЗ	1954	уголь	-	-	1	Т-35-90-4	Брянский П.З.	1954	35	73	1	ТВ2-30-2	Электросила	1954	30
2	ТП-170-1	ТКЗ	1954	уголь	-	-	2	Т-35-90-4	Брянский П.З.	1954	35	73	2	ТВ2-30-2	Электросила	1954	30
3	ТП-170-1	ТКЗ	1954	уголь	-	-	3	П-35-90/10-2	ЛМЗ	1954	35	60	3	ТВ-50-2	Электросила	1954	50
4	ТП-170-1	ТКЗ	1955	уголь	-	-	4	Т-60/65-8,8	УТЗ	2018	61	132,5	4	ТФ-65-2УЗ	Электросила	2018	65
5	ПК-14	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1956	уголь	-	-	5	ТР-40-90/0,7-2	ЛМЗ	1956	40	95	5	ТВ-50-2	Электросила	1956	50
6	ПК-14	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1956	уголь	-	-	6	Р-20-90/18-2	ХТГЗ	1996	20	155	6	ТГВ-25	Харьковский завод	1959	25
7	ПК-14	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1957	уголь	-	-	7	ПТ-30-90/10-3	УТМЗ	1957	30	120	7	ТВ2-30-2	Электросила	1957	30
8	ПК-14	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1957	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	ПК-14	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1967	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																	
4	КО-VI-200	ЛМЗ	1943	газ	газ	-	7	Р-25-29/1,2	УТМЗ	1958	25	105	7	ТВС-30	Сибэлектротяжмаш, г. Новосибирск	1958	25

5	ЛМЗ-200	ЛМЗ	1943	газ	газ	-	8	Р-25-29/1,2	УТМЗ	1959	25	105	8	ТВС-30	Завод Электротяжмаш, г. Харьков	1959	25
6	ТКП-3	ТКЗ	1943	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КУ-1	Пр-76-3,3-415 (ПК-79)	ОАО «Подольский машиностроительный завод»	2013	газ	газ	8.5	10	MS6001B (PG6581B)	«GE Energy Products France SNC»	2013	41,8	-	10	BDAX 7-290ERH N	BRUSH Electrical Machines Ltd. Великобритания	2014	43,775
КУ-2	Пр-76-3,3-415 (ПК-79)	ОАО «Подольский машиностроительный завод»	2013	газ	газ	8.5	11	MS6001B (PG6581B)	«GE Energy Products France SNC»	2013	42	-	11	BDAX 7-290ERH N	BRUSH Electrical Machines Ltd. Великобритания	2014	43,775
2В	ПТВМ-100	БКЗ	1971	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3В	ПТВМ-100	БКЗ	1972	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5В	КВГМ-100	ДКЗ	1981	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6В	КВГМ-100	ДКЗ	1986	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																	
1	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1962	бурый уголь	газ	-	1	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1962	60	138	1	ТВ-60-2	Электросила	1962	60
2	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1963	бурый уголь	газ	-	2	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1964	60	138	2	ТФ-60-2УЗ	ПАО НПО ЭЛСИБ	2016	60
3	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1964	бурый уголь	газ	-	3	Т-100-130	УТМЗ	1968	100	160	3	ТВФ-120-2	Сибэлектротяжмаш	1977	100

4	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1965	бурый уголь	газ	-	4	Т-100-130	УТМЗ	1969	100	160	4	ТФ-100-2УЗ	ПАО НПО ЭЛСИБ	2010	100
5	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1968	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1969	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1969	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1970	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	БКЗ-210-140Ф	БКЗ	1971	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	ПТВМ-180	ДКЗ	1970	газ	мазут	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-180	ДКЗ	1972	газ	мазут	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																	
1	ТПГЕ-215	ТКЗ	1996	газ	-	-	1	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	1996	180	260	1	ТГВ-200-2МУЗ	город Харьков	1996	220
2	ТПГЕ-215	ТКЗ	2006	газ	-	-	2	Т-180/210-130-1	ЛМЗ	2006	180	260	2	ТВВ-200-2ЕУЗ	город Ленинград	2006	220
3	Пр-224/52-7,6/0,58-503/202 (П-134)	машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	2011	газ	-	-	3-2	ГТЭ-160	ЛМЗ	2011	170	-	3-2	ТЗФГ-160-2МУЗ	Электросила	2011	170
							3-1	Т-60/70-6,8/0,12	КТЗ	2011	63	47.8	3-1	ТЗФП-63-2МУЗ	Электросила	2011	63
1В	ПТВМ-180	БКЗ	1983	газ	газ	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-	БКЗ	1983	газ	газ	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	180																
3В	КВГМ-180	БКЗ	1989	газ	газ	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1П	ДЕ-25-14	БКЗ	1983	газ	газ	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»																	
1	КУ HRSG-274,1/62,82-11,5/0,95-541/240	Alstom India limited	2015	газ	газ	-	Блок № 1 (ГТ-1)	GT13E2	Alstom Switzer-land ltd.	2015	174	-	1-1	50WY21 Z-095	Alstom Power	2015	191,2
							Блок № 1 (ПТ-1)	DKZE1-1N33	Alstom Switzer-land ltd.	2015	73	150	1-2	TA 30-105	Alstom Power	2015	106,3
2	КУ HRSG-274,1/62,82-11,5/0,95-541/240	Alstom India limited	2016	газ	газ	-	Блок № 2 (ГТ-2)	GT13E2	Alstom Switzer-land ltd.	2016	177	-	2-1	50WY21 Z-095	Alstom Power	2016	191,2
							Блок № 2 (ПТ-2)	DKZE1-1N33	Alstom Switzer-land ltd.	2016	70,5	150	2-2	TA 30-105	Alstom Power	2016	106,3
3	КУ HRSG-274,1/62,82-11,5/0,95-541/240	Alstom India limited	2017	газ	газ	-	Блок № 3 (ГТ-3)	GT13E2	Alstom Switzer-land ltd.	2017	172	-	3-1	50WY21 Z-095	Alstom Power	2017	191,2
							Блок № 3 (ПТ-3)	DKZE1-1N33	Alstom Switzerla nd ltd.	2017	91	24,6	3-2	TA 30-105	Alstom Power	2017	106,3
1В	ПТВМ-100	БКЗ	1966	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-100	ДКЗ	1967	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

3В	ПТВМ-100	БКЗ	1968	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4В	ПТВМ-100	БКЗ	1969	газ	газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ АМЕТ ПАО «Ашинский металлургический завод»																	
1	ТП-30	-	1957	газ	мазут	-	1	П-6-1,2/0,5	КТЗ	2004	6	14,0	1	Т-6-2У3	город Лысьва	2004	6
2	ТП-30	-	1955	газ	мазут	-	2	П-6-1,2/0,5	КТЗ	2004	6	14,0	2	Т-6-2У3	город Лысьва	2004	6
4	ГМ-50-14/250	-	2010	газ	мазут	-	3	Р-2,5	КТЗ	1972	2,5	20,5	3	Т2-2,5-2	-	1972	2,5
3	БМ-35	-	1961	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»)																	
1	ТП-170-1	-	1954	газ	уголь	-	1	Т-50-90	-	1954	50	80	1	ТТК-50-2МУЗ-П	город Лысьва «Электро-тяжмаш-Привод»	2016	50
2	ТП-170-1	-	1954	газ	уголь	-	2	Т-50-90	-	1954	50	80	2	ТВ-50-2	«Электро-сила» имени С.М. Кирова, СССР	1954	50
3	ТП-170-1	-	1955	газ	уголь	-	3	Т-50-90	-	1957	50	80	3	ТВ-50-2	Государственный союзный завод МЭП, СССР	1957	50

4	ТП-170-1	-	1956	газ	уголь	-	4	ПТ-50-90/13	-	1963	50	120	4	ТВ-60-2	Ленинград. совет народного хозяйства, СССР	1963	60
5	ТП-10	-	1964	газ	уголь	-	5	Т-50-130	-	1969	50	90	5	ТВФ-60-2	Сибэлектро-тяжмаш, СССР	1969	60
6	ТП-10	-	1965	газ	уголь	-	6	Т-50-130	-	1970	50	90	6	ТВФ-60-2	Сибэлектро-тяжмаш, СССР	1970	60
7	ТП-85	-	1969	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	ТП-81	-	1970	газ	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	ПТВМ-180	-	1969	газ	-	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»)																	
1	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1931	газ	доменный газ	-	1	ПТ-12-35/10 М	КТЗ	1985	12	-	1	Т-12-2У3	город Лысьва	1985	12
2	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1931	газ	доменный газ	-	2	ПТ-12-35/10 М	КТЗ	1985	12	-	2	Т-12-2У3	город Лысьва	1988	12
3	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1932	газ	доменный газ	-	3	ПТ-40-2,9	ЛМЗ	1998	40	80	3	ТФП-40-2У3	Электросила	2000	40
4	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1933	газ	доменный газ	-	4А	Р-6-35/3 М	КТЗ	1993	6	22,5	4А	Т6-2У3	город Лысьва	1993	6
5	Стерлинг, ф. «Гано-маг»	ф. Ганомаг, Германия	1934	газ	доменный газ	-	4Б	Р-6-35/3 М	КТЗ	1993	6	22,5	4Б	Т6-2У3	город Лысьва	1993	6
6	ТП-200-1	ТКЗ	1951	газ	доменный газ	-	5	Т-25-29	ЛМЗ	1993	25	85	5	Т2-25-2	Электросила	1939	25

7	ТП-200-1	ТКЗ	1952	газ	доменный газ	-	6	Т-25-29	УТЗ	1951	25	90	6	Т2-25-2	Электросила	1951	30
8	ТП-200-1	ТКЗ	1956	газ	доменный газ	-	7	Т-25-29	УТЗ	1952	25	90	7	ТВС-32 УЗ	город Лысьва	2002	30
-	-	-	-	-	-	-	8	ПТ-40-2,9	ЛМЗ	2003	40	80	8	ТФП-40-2У3	Электросила	2003	40
9	ПТВМ-100	БКЗ	1965	газ	доменный газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	ПТВМ-100	ДКЗ	1971	газ	доменный газ	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВЭС-1 (ПАО «ММК»)																	
1	Стерлинг, Дюрр-Верке	Завод Дюрр-Верке, Германия	1931	газ	доменный газ	-	1	Р-6-35/10М	КТЗ	1998	6	35	1	Т-6-2У3	город Лысьва	1997	6
2	Стерлинг, Дюрр-Верке	Завод Дюрр-Верке, Германия	1931	газ	доменный газ	-	2	Р-4-35/10М	КТЗ	1998	4	35	2	Т-4-2У3	город Лысьва	1997	4
3	Стерлинг, Дюрр-Верке	Завод Дюрр-Верке, Германия	1932	газ	доменный газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВЭС-2 (ПАО «ММК»)																	
1	ТП-7	ТКЗ	1943	газ	доменный, коксовый газы	-	1	ПТ-29/35-3,0/1,0	КТЗ	2000	29	95	1	ТФП-25-2У3	Электросила	1999	30
2	ТП-7	ТКЗ	1943	газ	доменный, коксовый газы	-	2	Р-25-90/18	ХТЗ	1964	25	155	2	ТВС-30	Электротяж маш	1964	25
3	Бабкок-Вилькокс	США, штат Огайо, город Барбертон	1951	газ	доменный, коксовый газы	-	3	ПТ-12/13-3,4/1,0-1	КТЗ	1998	12	58	3	Т-12-2У3	город Лысьва	1998	12
4	Бабкок-Вилькокс	США, штат Огайо, город	1954	газ	доменный, коксовый	-	4	ПТ-25/30-8,8/1,0-1	КТЗ	1999	25	32	4	ТФП-25-2У3	Электросила	1998	30

		Барбертон			газы												
5	ПК-14-2 М	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1964	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	ПК-14-2 М	Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»	1966	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	КГМ 125-10-540	ОАО «Балтийский завод»	2002	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПЦС (ПАО «ММК»)																	
1	КГМ-3Г	-	2002	газ	-	-	1	Р-4-35/15М	-	2002	4	-	1	-	-	-	-
2	ППУ-10	-	2005	газ	-	-	2	ST3-VE32A	Siemens	2005	7,46	60	2	-	-	-	-
3	ППУ-10	-	2005	газ	-	-	3	ST3-VE32A	Siemens	2005	7,46	60	3	-	-	-	-
ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)																	
1	ТКЗ-125	ТКЗ	1943	природный, доменный, коксовый газы	-	-	2	П-25-2,9/1,3-2	ЛМЗ	1950	25	109	2	Т2-25-2	-	1950	25
2	ТКЗ-125	ТКЗ	1943	природный, доменный, коксовый газы	-	-	3	ПТ-35-2,9/1,0	ЛМЗ	2002	35	107	3	ТФП-40-2	-	2002	40
3	ТКЗ-125	ТКЗ	1945	природный, доменный, коксовый газы	-	-	4	Р-10-6,4/2,6	ДЖИИ (General Electric)	1948	10	-	4	АТВ-2-31250-3000	-	1948	25

4	Е-220-3,2-425 ГД	ТКЗ	2007	природный, доменный, коксовый газы	-	-	5	Т-25-9,0/0,1	БМЗ	1961	25	56	5	ТС-32-2	-	1965	32
5	Фостер-Виллер	Foster-Wheeler США	1948	природный, доменный, коксовый газы	-	-	6	ПТ-50-9,0/1,3	ЛМЗ	1965	50	141	6	ТФ-60-2	-	1970	60
6	Фостер-Виллер	Foster-Wheeler США	1948	природный, доменный, коксовый газы	-	-	7	ПТ-60-9,0/1,3	ЛМЗ	1970	60	141	7	ТВФ-60-2	-	1961	60
7	ПК-14-Р	ПКЗ	1956	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	8	Р-12-2,9/0,1	КТЗ	2001	12	39	8	Т12-2	-	2001	12
8	ПК-14-2М	ПКЗ	1963	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	9	Р-12-8,8/1,8	КТЗ	2004	12	94	9	Т12-2	-	2004	12
9	ПК-14-2М	ПКЗ	1967	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	ПК-14-2М	ПКЗ	1970	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	ПК-14-2М	ПКЗ	1970	природный, доменный, коксовый газы	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	КУ-60-2	БКЗ	1969	отходящие	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	(ДОУ)			газы													
2	КУ-60-2 (ДОУ)	БКЗ	1969	отходящие газы	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	КУ-60-2 (ДОУ)	БКЗ	1969	отходящие газы	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	КУ-60-2 (ИОЦ)	БКЗ	1973	отходящие газы	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	КУ-60-2 (ИОЦ)	БКЗ	1973	отходящие газы	-	15.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	ЦП-50	БКЗ	1969	доменный газ	-	3.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ЦП-50	БКЗ	1969	доменный газ	-	3.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ЦП-50	БКЗ	1969	доменный газ	-	3.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ЦП-50	БКЗ	1969	доменный газ	-	3.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	ЦП-60-с-19	БЗЭМ	1984	доменный газ	-	3.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ЦП-60-с-19	БЗЭМ	1984	доменный газ	-	3.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ЦП-60-с-19	БЗЭМ	1984	доменный газ	-	3.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ЦП-60-с-19	БЗЭМ	1984	доменный газ	-	3.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	ПТВМ-100	БКЗ	1973	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-100	БКЗ	1973	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3В	ПТВМ-100	БКЗ	1976	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4В	ПТВМ-100	БКЗ	1978	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

5В	ПТВМ-100	БКЗ	1983	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6В	ПТВМ-100	БКЗ	1982	природный газ	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)																	
1	КУВ 23,2 (20)	-	2010	газ	газ	-	1	ГТЭ-009М	Энерго-маш (ЮК) Лимитед	2010	9	20	1	ТФЭ-10-2 (3х2)/ 6000 УЗ	Энергомаш (ЮК) Лимитед	2010	10
2	КУВ 23,2 (20)	-	2010	газ	газ	-	2	ГТЭ-009М	Энерго-маш (ЮК) Лимитед	2010	9	20	2	ТФЭ-10-2 (3х2)/ 6000 УЗ	Энергомаш (ЮК) Лимитед	2010	10
3	КВ-Г-23,3-170	-	2010	газ	газ	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	КВ-Г-23,3-170	-	2010	газ	газ	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тургоякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)																	
5	БКЗ-160-100ГМ	БКЗ	1965	газ	мазут	-	1	ПТ-12-90/10/1,2	Уральский турбомоторный завод	1965	12	33	1	ТВС-30	Уральский турбомоторный завод	1964	25
6	БКЗ-160-100ГМ	БКЗ	1971	газ	мазут	-	2	ПР-12,5-90/10/0,9	Уральский турбомоторный завод	1972	12,5	33	2	ТВС-30	Уральский турбомоторный завод	1972	25
1В	ПТВМ-100	БКЗ	1980	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3В	ПТВМ-50	г. Москва	1965	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4В	ПТВМ-50	г. Москва	1965	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

7В	КВГМ-100	г. Дорогобуж	1990	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»																	
2	«Релей-Стокер»	Фирма «Релей-Стокер Корпорейшен»	1950	газ	-	-	1	ПР-12-3,0/0,6/0,07	КТЗ	1951	12	26,5	1	Т-12-2УЗ	город Лысьва	1951	12
3	ЦКТИ 75-39-Ф-2	БКЗ	1951	газ	-	-	2	ПТ-12-29/6,5	КТЗ	1952	12	26,5	2	Т-12-12-2	город Лысьва	1952	12
4	ЦКТИ 75-39-Ф-2	БКЗ	1952	газ	мазут	-	3	ПТ-12-35/10М	КТЗ	2007	12	62	3	Т-12-2УЗ	город Лысьва	2007	12
5	ЦКТИ 75-39-Ф-2	БКЗ	1953	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	ПТВМ-100	Бийский котельный завод	1968	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ПТВМ-100	ДКЗ	1971	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	КВГМ-100	ДКЗ	1980	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	КВГМ-100	ДКЗ	1989	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»)																	
1	КУ-125	-	1966	газ	-	-	1	ПТ-12-35/10М	-	1971	12	7,9	1	Т2-12-2	-	1971	12
2	КУ-125	-	1966	газ	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	КУ-125	-	1966	газ	-	-	3	ПТ-12-35/10М	-	1985	12	7,9	3	Т2-12-2	-	1985	12
4	КУ-125	-	1966	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	КУ-125	-	1966	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»))																	

3	ГМ-50-1	-	1975	газ	мазут	-	1	ПР-6-35/10/5М	-	1975	6	-	1	Т-2-6-2	-	1975	6
4	ГМ-50-1	-	1977	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	ДКВР 20-13	-	-	газ	мазут	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	ДКВР 20-13	-	-	газ	мазут	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	ДЕ-25-24-380 ГМО	-	-	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»)																	
3	ДЕ-25-14ГМ	-	1982	газ	доменный газ	-	1	П-1,5-2	-	1930	1,5	-	1	-	-	1930	1,5
4	Гарбе-ЮМТ	-	1936	газ	доменный газ	-	2	П-1,5-2	-	1930	1,5	-	2	-	-	1930	1,5
1В	КВГМ-20	-	-	газ	доменный газ	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»)																	
1	«Буккау-Вольф»	-	-	газ	мазут	-	1	Р-4-2,1-0,3	-	2000	4	-	1	-	-	2000	2,5
2	«Буккау-Вольф»	-	-	газ	мазут	-	2	Р-4-2,1-0,3	-	2000	4	-	2	-	-	2000	2,5
3	«Буккау-Вольф»	-	-	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	«Буккау-Вольф»	-	-	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

5	Б25/15ГМ	-	-	газ	мазут	-	3	ОР-2,5-15/6	-	2011	2.5	-	3	-	-	2011	4
6	Б25/15ГМ	-	-	газ	мазут	-	4	ОР-2,5-15/6	-	2011	2.5	-	4	-	-	2011	4
1В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3В	ПТВМ-50	-	-	газ	мазут	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6В	КВГМ-100	-	-	газ	мазут	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)																	
1	ГПА 20V34SG	Wartsila	2016	газ	-	-	1	w20V34S	Wartsila	2015	10	7,31	1	-	-	2016	10
2	ГПА 20V34SG	Wartsila	2016	газ	-	-	2	w20V34S	Wartsila	2015	10		2	-	-	2016	10
1	КВГМ-20	ОАО «Дорогобужкотломаш»	2003	газ	дизельное топливо	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	КВГМ-20	ЗАО «Сибэнергомонтажсервис»	2013	газ	дизельное топливо	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)																	
1	ГПА 20V34SG	Wartsila	2016	газ	-	-	1	w20V34S	Wartsila	2015	10	7,31	1	-	-	2016	10
2	ГПА 20V34SG	Wartsila	2016	газ	-	-	2	w20V34S	Wartsila	2015	10		2	-	-	2016	10
1	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	дизельное топливо	6,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	дизельное топливо		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	дизельное топливо		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	дизельное топливо		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	ТТ100-8000	Энтророс	2015	газ	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в городе Чебаркуль)																	
1	ДЕ-25-14-225	-	1986	-	-	-	1	ТГ-3,5/6,3-Р12/1,2	-	-	3,5	-	1	-	-	-	3,5
3	ДЕ-25-14-225	-	1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	ДКВР-10-13-250	-	1967	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	ДКВР-10-13-250	-	1967	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»)																	
-	-	-	-	-	-	-	1	G3520E	Cater-pillar	-	2	-	1	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	2	G3520E	Cater-pillar	-	2	-	2	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	3	G3520E	Cater-pillar	-	2	-	3	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	4	G3520E	Cater-pillar	-	2	-	4	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	5	G3520E	Cater-pillar	-	2	-	5	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	6	G3520E	Cater-	-	2	-	6	-	-	-	2

									pillar								
-	-	-	-	-	-	-	7	G3520E	Cater-pillar	-	2	-	7	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	8	G3520E	Cater-pillar	-	2	-	8	-	-	-	2
ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	G3516	-	1999	1,03	-	1	-	-	-	1,03
-	-	-	-	-	-	-	2	G3516	-	1999	1,03	-	2	-	-	-	1,03
-	-	-	-	-	-	-	3	G3516	-	1999	1,03	-	3	-	-	-	1,03
ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е.И. Забабахина»)																	
-	-	-	-	-	-	-	1	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	1	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	2	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	2	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	3	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	3	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	4	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	4	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	5	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	5	-	-	-	2
-	-	-	-	-	-	-	6	MWM TCG2020V 20	-	-	2	-	6	-	-	-	2
ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	CG260-16	-	2017	4,3	-	1	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	2	CG260-16	-	2017	4,3	-	2	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	3	CG260-16	-	2017	4,3	-	3	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	4	CG260-16	-	2017	4,3	-	4	-	-	-	4,3

ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	CG260-16	-	2015	4,3	-	1	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	2	CG260-16	-	2015	4,3	-	2	-	-	-	4,3
ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	1	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	2	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	2	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	3	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	3	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	4	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	4	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	5	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	5	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	6	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	6	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	7	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	7	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	8	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	8	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	9	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	9	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	10	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	10	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	11	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	11	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	12	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	12	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	13	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	13	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	14	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	14	-	-	-	4,3

-	-	-	-	-	-	-	15	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	15	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	16	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	16	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	17	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	17	-	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	18	TCG 2032 V16	-	2018	4,3	-	18	-	-	-	4,3
ГПЭС АО «Михеевский ГОК»																	
-	-	-	-	-	-	-	1	CG260-16	-	2015	4,0	-	1	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	2	CG260-16	-	2015	4,0	-	2	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	3	CG260-16	-	2015	4,0	-	3	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	4	CG260-16	-	2015	4,0	-	4	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	5	CG260-16	-	2015	4,0	-	5	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	6	CG260-16	-	2015	4,0	-	6	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	7	CG260-16	-	2015	4,0	-	7	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	8	CG260-16	-	2015	4,0	-	8	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	9	CG260-16	-	2015	4,0	-	9	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	10	CG260-16	-	2015	4,0	-	10	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	11	CG260-16	-	2015	4,0	-	11	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	12	CG260-16	-	2015	4,0	-	12	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	13	CG260-16	-	2015	4,0	-	13	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	14	CG260-16	-	2015	4,0	-	14	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	15	CG260-16	-	2015	4,0	-	15	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	16	CG260-16	-	2015	4,0	-	16	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	17	CG260-16	-	2015	4,0	-	17	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	18	CG260-16	-	2015	4,0	-	18	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	19	CG260-16	-	2015	4,0	-	19	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	20	CG260-16	-	2015	4,0	-	20	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	21	CG260-16	-	2015	4,0	-	21	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	22	CG260-16	-	2015	4,0	-	22	-	-	-	4,0
-	-	-	-	-	-	-	23	CG260-16	-	2015	4,0	-	23	-	-	-	4,0

В таблице 19 и на рисунке 14 представлены данные распределения установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области.

Таблица 19

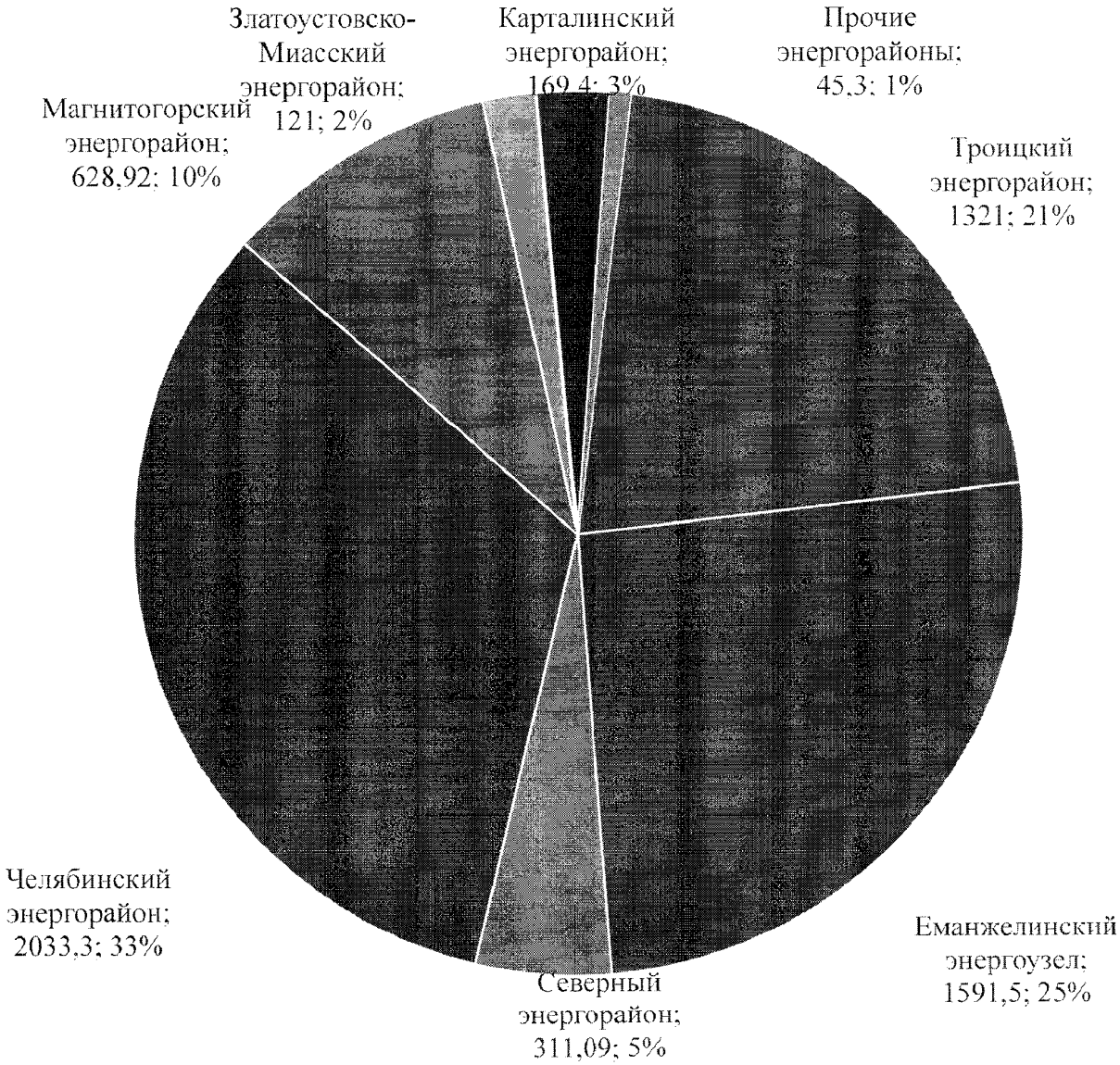
Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области по состоянию на 1 марта 2020 года

№ п/п	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Установленная мощность, МВт
Троицкий энергорайон		1321
1.	Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС	1321
Еманжелинский энергорайон		1591,5
2.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС	747
3.	Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2	844,5
Северный энергорайон		311,09
4.	Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	256
5.	Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20
6.	Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20
7.	ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е.И.. Забабахина»)	12
8.	ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»	3,09
Челябинский энергорайон		2033,3
9.	Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	133,8
10.	Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	320
11.	Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	593
12.	Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	757,5
13.	ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)	229
Магнитогорский энергорайон		628,92
14.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	18
15.	Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	300
16.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	191
17.	ПВЭС-1 (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	10
18.	ПВЭС-2 (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	91
19.	ПЦС (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)	18,92
Златоустовско-Миасский энергорайон		121
20.	Тургоякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)	24,5
21.	ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	36
22.	ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»)	24
23.	ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский металлургический завод»))	6
24.	ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	14,5

25.	ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»)	3
26.	ТЭЦ АО «Златмаш»	13
Карталинский энергорайон		169,4
27.	ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити»	77,4
28.	ГПЭС АО «Михеевский ГОК»	92
прочие энергорайоны		45,3
29.	ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (ООО «Мечел-Энерго»)	3,5
30.	ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»)	16
31.	ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити»	17,2
32.	ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»	8,6

Рисунок 14

Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области, МВт (процентов) по состоянию на 1 марта 2020 года



13. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.

Собственное производство электроэнергии в энергосистеме Челябинской области в 2019 году составило 28551,6 млн. кВт·ч.

По типам электростанций: 100 процентов электроэнергии выработано на тепловых электростанциях, поскольку другие типы электростанций в Челябинской области не представлены.

В таблице 20 представлена выработка электрической энергии на электростанциях генерирующих компаний и промышленных предприятий в энергосистеме Челябинской области за 2019 год.

Таблица 20

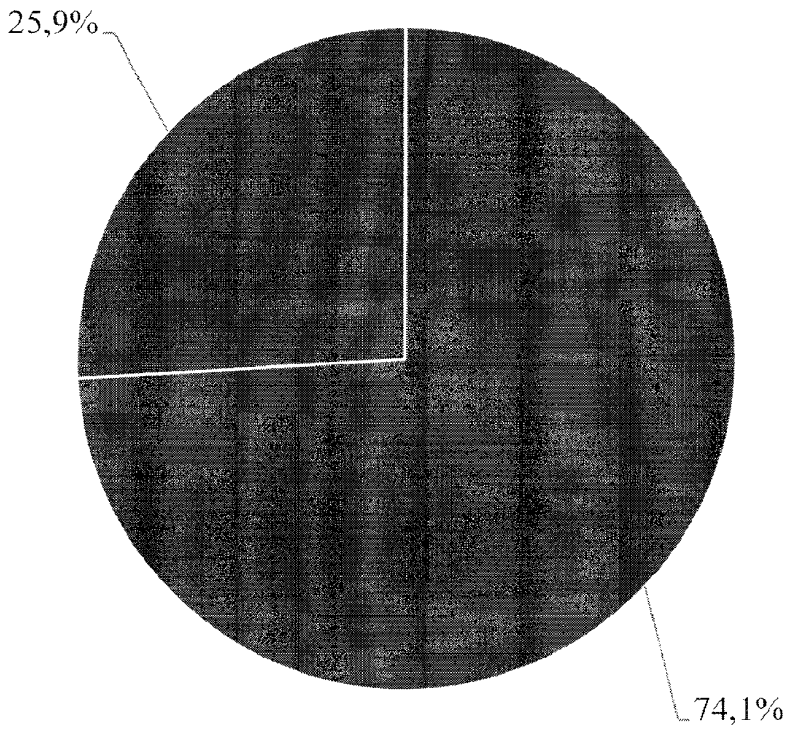
Структура выработки электрической энергии электростанций энергосистемы Челябинской области за 2019 год

№	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Выработка, млн. кВт·ч	Процента
1.	Троицкая ГРЭС	1210,2	4,2
2.	Южноуральская ГРЭС	1571,9	5,5
3.	Южноуральская ГРЭС-2	6086,6	21,3
4.	Аргаяшская ТЭЦ	1048,7	3,7
5.	Челябинская ТЭЦ-1	801,1	2,8
6.	Челябинская ТЭЦ-2	1250,7	4,4
7.	Челябинская ТЭЦ-3	3730,5	13,1
8.	Челябинская ТЭЦ-4	5059,5	17,7
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	89,2	0,3
10.	Карабашская МКЭУ	113,8	0,4
11.	Каслинская МКЭУ	121,3	0,4
12.	ГПЭС Варненская	79,0	0,3
Итого генерирующие компании		21162,6	74,1
Итого электростанции промышленных предприятий		7389,0	25,9
Суммарная выработка электрической энергии электростанциями генерирующих компаний и станциями промышленных предприятий Челябинской области		28551,6	100,0

Структура выработки электроэнергии по видам собственности (по типам электростанций) представлена на рисунке 15.

Рисунок 15

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций в энергосистеме Челябинской области, млн. кВт·ч



В общей величине выработки электроэнергии всеми электростанциями энергосистемы Челябинской области в 2019 году доля выработки тепловыми электростанциями, принадлежащими генерирующим компаниям, составляет 74,1 процента. Выработка электростанциями промышленных предприятий составляет 25,9 процента.

В таблице 21 и на рисунке 16 представлена выработка электрической энергии на электростанциях генерирующих компаний и промышленных предприятий Челябинской области за последние 5 лет.

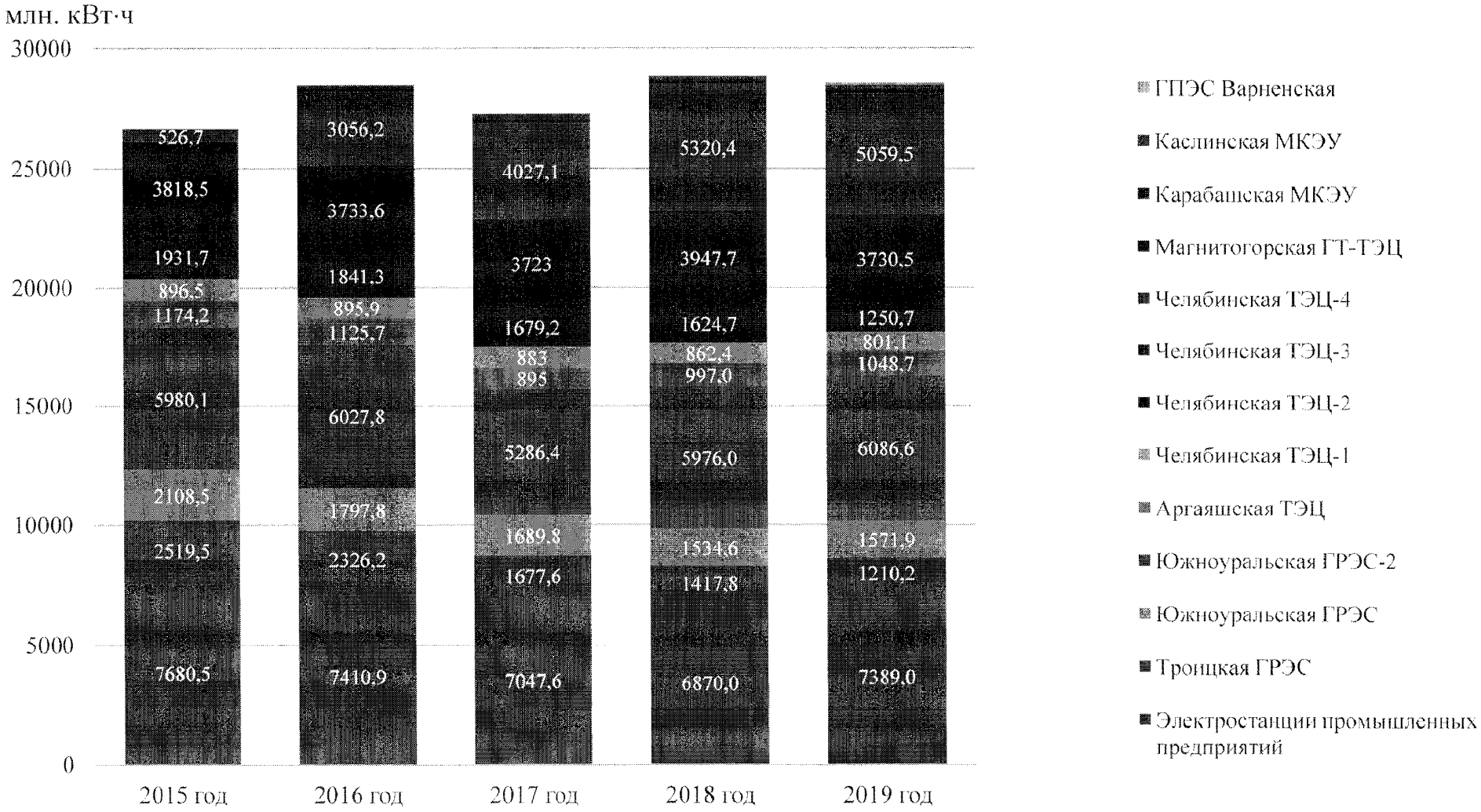
Таблица 21

Выработка электрической энергии на электростанциях Челябинской области за последние 5 лет, млн. кВт·ч

№	Наименование электростанции	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1 .	Троицкая ГРЭС	2519,5	2326,2	1677,6	1417,8	1210,2
2 .	Южноуральская ГРЭС	2108,5	1797,8	1689,8	1534,6	1571,9
3 .	Южноуральская ГРЭС-2	5980,1	6027,8	5286,4	5976,0	6086,6
4 .	Аргаяшская ТЭЦ	1174,2	1125,7	895,0	997,0	1048,7
5 .	Челябинская ТЭЦ-1	896,5	895,9	883,0	862,4	801,1
6 .	Челябинская ТЭЦ-2	1931,7	1841,3	1679,2	1624,7	1250,7
7 .	Челябинская ТЭЦ-3	3818,5	3733,6	3723,0	3947,7	3730,5
8 .	Челябинская ТЭЦ-4	526,7	3056,2	4027,1	5320,4	5059,5
9 .	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	0,1	109,0	126,7	88,2	89,2
10 .	Карабашская МКЭУ	-	74,6	113,3	94,1	113,8
11 .	Каслинская МКЭУ	-	71,3	147,3	101,9	121,3
12	ГПЭС Варненская	-	-	-	-	79,0
итого генерирующие компании		18955,8	21059,5	20248,2	21964,8	21162,6
итого электростанции промышленных предприятий		7680,5	7410,9	7047,6	6870,0	7389,0
суммарная выработка электростанциями Челябинской области		26636,3	28470,4	27295,8	28834,9	28551,6

Рисунок 16

Выработка электрической энергии на электростанциях Челябинской области за последние 5 лет



14. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет.

1) балансы мощности

Фактические балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2015 – 2019 годы приведены в таблице 22 и рисунке 17.

Таблица 22

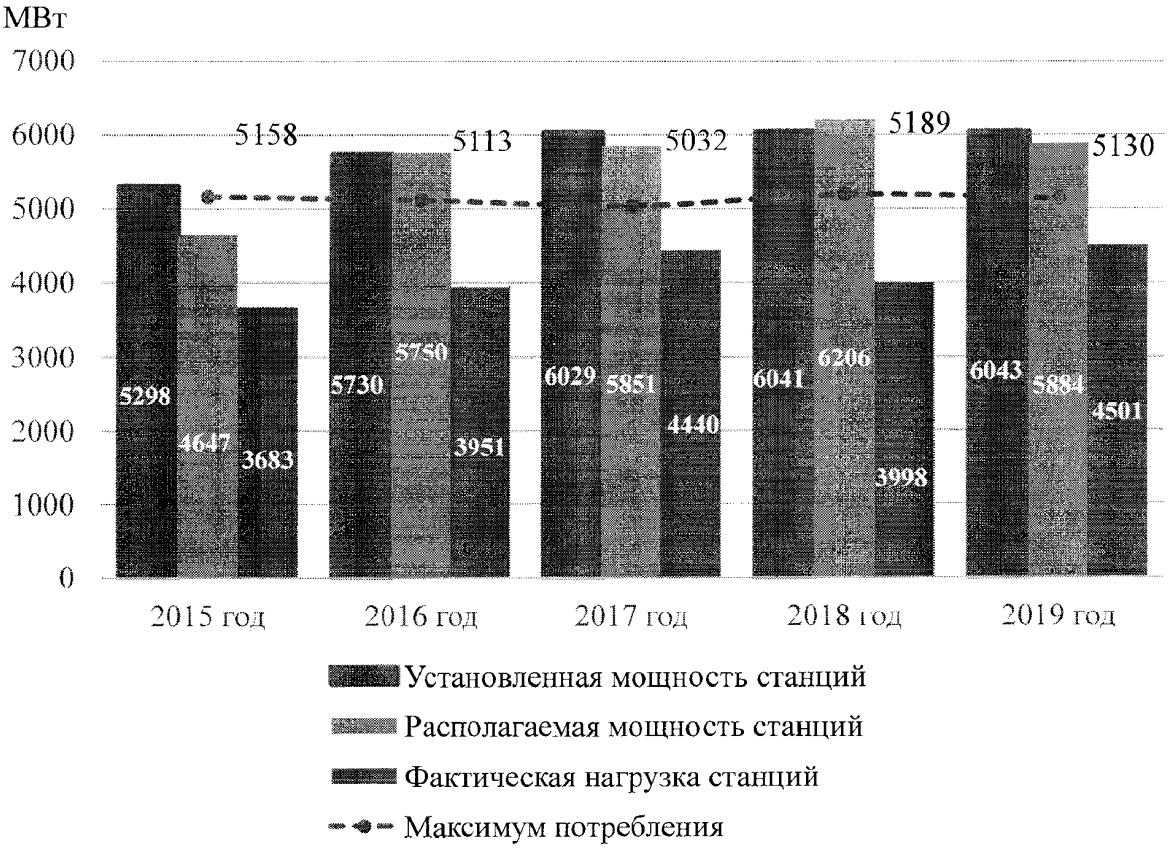
Балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2015 – 2019 годы, МВт

№	Мощность	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1.	Дата, час максимума	23.01 7-00 (мск)	22.12 16-00 (мск)	25.12 9-00 (мск)	24.01 7-00 (мск)	05.02 11-00 (мск)
2.	Установленная мощность	5297,620	5730,220	6028,810	6040,810	6042,610
	ТЭС	5297,620	5730,220	6028,810	6040,810	6042,610
3.	Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	691,018	182,179	326,472	411,190	300,660
	ТЭС	691,018	182,179	326,472	411,190	300,660
4.	Располагаемая мощность (значение пункта 2 – значение пункта 3 + значение пункта 11)	4646,674	5750,386	5851,024	6206,004	5884,290
	ТЭС	4646,674	5750,386	5851,024	6206,004	5884,290
5.	Плановое ремонтное снижение	455,509	683,022	113,437	406,0	37,000
	ТЭС	455,509	683,022	113,437	406,0	37,000
6.	Неплановое ремонтное снижение	220	485	0	648,022	55,000
	ТЭС	220	485	0	648,022	55,000
7.	Мощность в консервации	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
8.	Рабочая мощность (значение пункта 4 - (значение пункта 5 + значение пункта 6 + значение пункта 7))	3971,165	4582,364	5737,587	5151,982	5792,290
	ТЭС	3971,165	4582,364	5737,587	5151,982	5792,290
9.	Мощность в резерве (значение пункта 8 – значение пункта 10)	288,260	631,533	1297,448	1153,751	1291,249
	ТЭС	288,260	631,533	1297,448	1153,751	1291,249
10.	Нагрузка электростанций	3682,905	3950,831	4440,139	3998,231	4501,041
	ТЭС	3682,905	3950,831	4440,139	3998,231	4501,041
11.	В том числе превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании	40,072	202,345	148,686	576,384	142,340

	ТЭС	40,072	202,345	148,686	576,384	142,340
12.	Максимум потребления	5158,303	5113,049	5031,638	5189,363	5129,762
13.	Сальдо перетоков (10-12)	-1475,398	-1162,218	-591,499	-1191,132	-628,721
14.	Дефицит (-) / избыток (+) (8-12)	-1187,138	-530,685	705,949	-37,381	662,528

Рисунок 17

Балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2015 – 2019 годы



С 2015 года в энергосистеме Челябинской области установленная мощность (а с 2016 года и располагаемая мощность) электростанций превышает максимум потребления, однако с учетом фактической нагрузки электростанций баланс электрической мощности в энергосистеме Челябинской области складывается с превышением потребления над выработкой электроэнергии;

2) балансы электрической энергии

Фактические балансы электроэнергии за последние 5 лет (данные по электропотреблению и выработке электроэнергии по годам за 2015 – 2019 годы) приведены в таблице 23 и на рисунке 18.

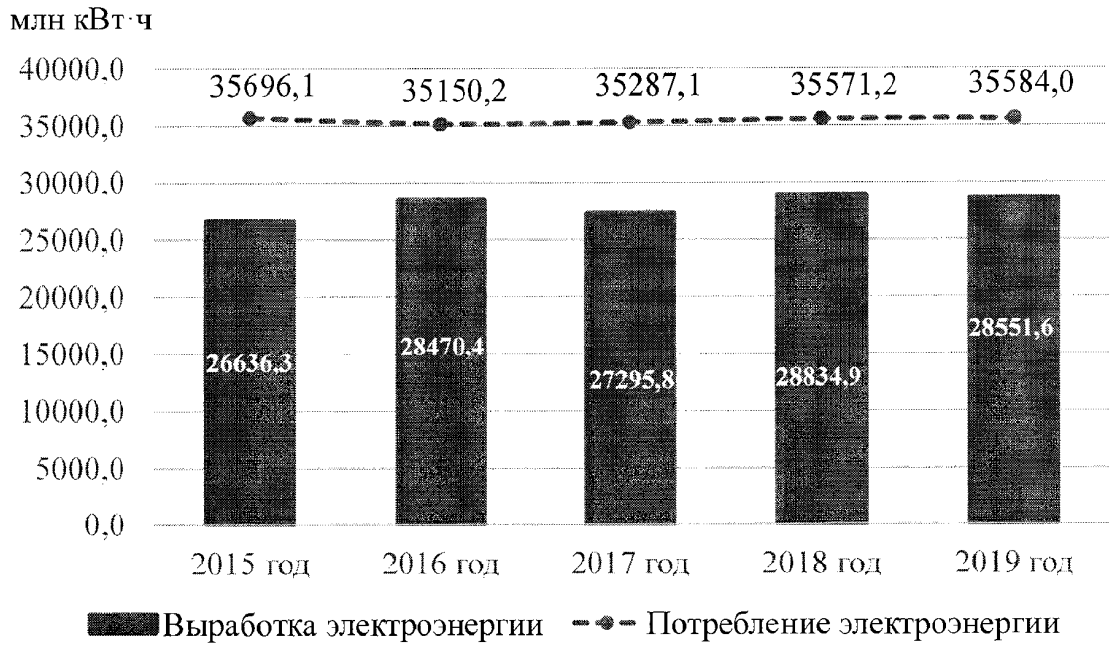
Таблица 23

Балансы электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2015 – 2019 годы

Наименование, единица измерения	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Электропотребление энергосистемы, млн. кВт·ч	35696,1	35150,2	35287,1	35571,2	35584,0
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	-445,0	-545,9	136,9	284,1	12,8
Среднегодовые темпы прироста, процентов	-1,2	-1,5	0,4	0,8	0,04
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	26636,3	28470,4	27295,8	28834,9	28551,6
Абсолютный прирост выработки, млн. кВт·ч	2910,9	1834,1	-1174,6	1539,1	-283,3
Среднегодовые темпы прироста, процентов	12,3	6,9	-4,1	5,6	-1,0
Сальдо, млн. кВт·ч	9059,8	6679,8	7991,3	6736,3	7032,4

Рисунок 18

Балансы электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2015 – 2019 годы

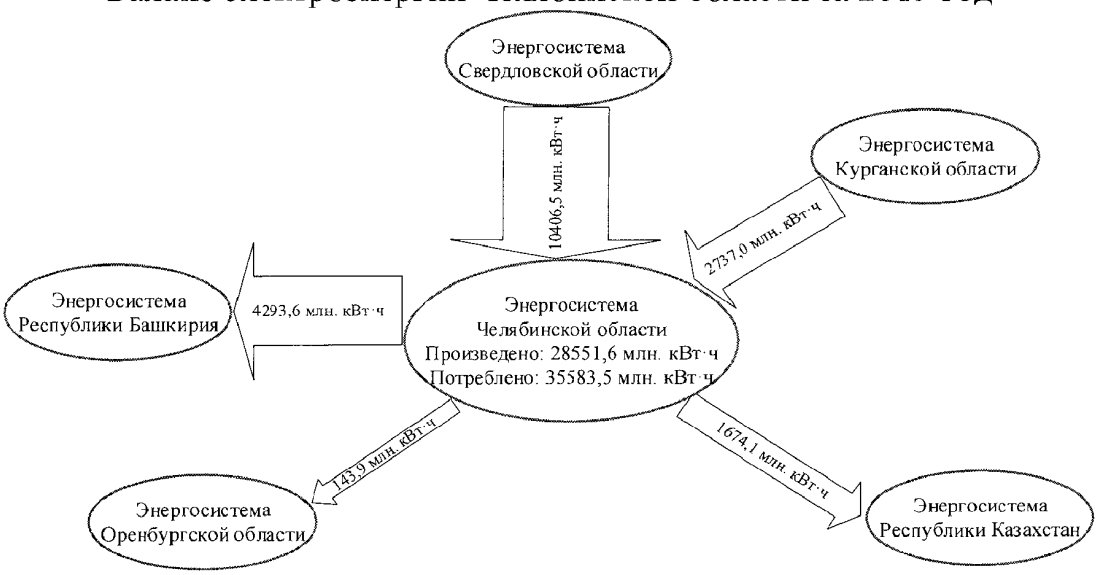


Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Челябинской области за последние 5 лет складывались с дефицитом, который покрывался за счет сальдо перетоков электрической энергии из соседних энергосистем.

Фактический баланс электроэнергии за 2019 год, с учетом сальдо-перетоков в соседние энергосистемы, представлен на рисунке 19.

Рисунок 19

Баланс электроэнергии Челябинской области за 2019 год



15. Показатели работы электростанций за последние 5 лет.

В таблице 24 приведены данные по числу часов использования установленной мощности электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 24

Число часов использования
установленной мощности электростанций за последние 5 лет

Наименование электростанции	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Троицкая ГРЭС	1944,1	1556,0	1198,3	1086,9	839,0
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	4463	5459	5344	4611	3043
ТГ-2	1557	1804	336	72	0
ТГ-3	4806	4286	4939	3503	1625
Блок № 4	1057	0	0	0	0
Блок № 5	619	0	0	0	0
Блок № 8	2337	2359	925	341	5
Блок № 10	0	79	494	860	1067
Южноуральская ГРЭС	2703	2407	2262	2056	2104
Южноуральская ГРЭС-2	7188	7176	6260	7076	7207
Аргаяшская ТЭЦ	6021	5773	4590	4177	4101
В том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	5044	6735	5575	3855	2486
ТГ-2	6362	6506	5172	6653	4792
ТГ-3	8406	8985	2858	2024	2222
ТГ-4	-	-	-	-	7598
ТГ-5	7780	5669	6565	2764	2138
ТГ-6	0	203	13	27	2
ТГ-7	5651	3901	5196	5131	5965
Челябинская ТЭЦ-1	6506	6696	6599	6442	5987

в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-7	3603	5984	5909	6116	5701
ТГ-8	5468	3359	3406	1397	2059
ТГ-9	2917	-	-	-	-
ТГ-10	7970	7891	7936	8071	7019
ТГ-11	7736	7916	7582	8028	7468
Челябинская ТЭЦ-2	6037	5754	5247	5077	3908
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	3820	5602	4462	5020	1793
ТГ-2	6121	2787	2638	5638	4351
ТГ-3	6746	7080	6592	4419	3200
ТГ-4	6607	6300	5940	5433	5621
Челябинская ТЭЦ-3	6608	6401	6278	6657	6291
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
Блок № 1	7188	5524	5991	6605	6066
Блок № 2	6732	6509	6386	6195	7083
Блок № 3	6026	7021	6416	7055	5853
Челябинская ТЭЦ-4	6770	6501	7515	7170	6736
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
Блок № 1	1041	6395	6751	6977	6194
Блок № 2	-	5365	6467	7430	6965
Блок № 3	-	-	3066	7104	7037
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	6	6056	7039	4900	н/д
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	-	-	-	-	5728
ТГ-2	-	-	-	-	5687
Карабашская МКЭУ	-	-	-	-	-
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	80,7	7952	5895	3919	6422
ГПУ № 2	80,7	7963	5559	4581	5472
Каслинская МКЭУ	-	-	-	-	-
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	-	7066	7711	3867	5931
ГПУ № 2	-	6345	7413	5262	6585
ТЭЦ ЧМК	6889	6294	6442	6330	6126

Данные представлены как для электростанций в целом, так и поагрегатно (при наличии информации). По станциям промышленных предприятий данные отсутствуют.

Электрический коэффициент использования установленной мощности.

Электрический коэффициент использования установленной мощности (далее именуется – КИУМ-э) равен отношению фактической выработки электроэнергии за определённый период эксплуатации к теоретической выработке электроэнергии при работе без остановок на номинальной мощности.

В таблице 25 приведены данные по КИУМ-э электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 25

Электрический коэффициент использования
установленной мощности электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет, процентов

Наименование электростанции	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Троицкая ГРЭС	22,2	19,0	13,7	12,1	11,5
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	50,9	62,1	61	52,6	41,8
ТГ-2	17,8	20,5	3,8	0,8	0
ТГ-3	54,9	48,8	56,4	40	22,4
Блок 4	12,1	0	0	0	0
Блок 5	7,1	0	0	0	0
Блок № 8	26,7	26,9	10,6	3,9	0,1
Блок № 10	0	0,9	5,6	9,8	14,7
Южноуральская ГРЭС	30,86	27,40	25,82	23,47	24,02
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ № 2	-	-	-	-	-
ТГ № 3	-	-	-	-	-
ТГ № 4	32,48	-	-	-	-
ТГ № 5	89,00	80,85	79,90	86,42	83,2
ТГ № 6	35,49	28,57	14,13	15,25	8,88
ТГ № 7	71,15	85,03	78,46	62,73	63,65
ТГ № 8	61,80	44,75	58,00	43,75	58,06
ТГ № 9	1,37	0,29	0,14	0,3	0,24
ТГ № 10	4,42	0,99	0,14	0,23	0,61
Южноуральская ГРЭС-2	82,05	81,69	71,46	80,78	82,28
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ПГУ-1	79,40	80,95	71,87	80,29	84,03
ПГУ-2	84,70	82,43	71,05	81,27	80,52
Аргаяшская ТЭЦ	68,74	65,90	52,39	47,68	46,82
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	57,58	76,88	63,64	44,00	28,38
ТГ-2	72,63	74,27	59,05	75,95	54,70
ТГ-3	95,96	102,57	32,63	23,11	25,36
ТГ-4	-	-	-	-	86,74
ТГ-5	88,82	64,71	74,95	31,56	24,41
ТГ-6	0,00	2,32	0,15	0,31	0,03
ТГ-7	64,51	44,53	59,32	58,58	68,09
Челябинская ТЭЦ-1	74,27	76,44	75,34	73,54	68,35
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-7	41,13	68,31	67,45	69,82	65,08
ТГ-8	62,42	38,35	38,88	15,95	23,51

ТГ-9	33,30	-	-	-	-
ТГ-10	90,98	90,08	90,59	92,13	80,12
ТГ-11	88,31	90,37	86,55	91,65	85,25
Челябинская ТЭЦ-2	68,91	65,69	59,90	57,96	44,62
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	43,61	63,95	50,93	57,30	20,46
ТГ-2	69,87	31,82	30,12	64,36	49,67
ТГ-3	77,00	80,82	75,25	50,44	36,52
ТГ-4	75,42	71,91	67,80	62,03	64,17
Челябинская ТЭЦ-3	75,43	73,07	71,67	76,00	71,81
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
Блок № 1	82,05	63,06	68,40	75,40	69,25
Блок № 2	76,85	74,31	72,90	70,72	80,85
Блок № 3	68,79	80,15	73,24	80,53	66,81
Челябинская ТЭЦ-4	77,29	74,21	85,79	81,85	76,90
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	
Блок № 1	11,88	73,00	77,07	79,64	70,71
Блок № 2	-	61,25	73,83	84,81	79,51
Блок № 3	-	-	35,00	81,10	80,33
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	97,53	97,91	95,57	97,31	-
ТЭЦ ЧМК	78,64	71,65	73,47	-	-
ТЭЦ УралАЗ	-	-	-	-	-
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	51	49	52	52	54
ТГ-2	-	-	-	-	-
ТГ-3	76	79	77	78	80
Карабашская МКЭУ	1	99	72	53	74
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	1	99	74	49	80
ГПУ № 2	1	100	69	57	68
Каслинская МКЭУ	0	84	95	57	78
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	0	88	96	48	74
ГПУ № 2	0	79	93	66	82
ТЭЦ АМЕТ	97,53	97,91	95,57	97,31	97,47
ТЭЦ ЧМК	78,6	71,6	73,5	72,3	69,9

Данные представлены как для электростанций в целом, так и поагрегатно (при наличии информации).

Тепловой коэффициент использования установленной мощности.

Тепловой коэффициент использования установленной мощности (далее именуется – КИУМ-т) равен отношению фактической выработки тепловой

энергии за определённый период эксплуатации к теоретической выработке тепловой энергии при работе без остановок на номинальной мощности.

В таблице 26 приведены данные по КИУМ-т электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 26

Тепловой коэффициент использования
установленной мощности электростанций за последние 5 лет

Наименование электростанции	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Троицкая ГРЭС	15,5	19,5	18,3	22,1	6,4
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	19,2	27,7	27,6	21,5	8,4
ТГ-2	6,7	9,1	1,7	0,3	0
ТГ-3	20,7	21,7	25,5	16,3	4,5
Южноуральская ГРЭС	9,32	11,86	12,19	12,32	12,96
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ	30,91	32,14	31,55	26,83	25,24
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	45,48	51,51	59,38	76,71	58,30
ТГ-2	46,85	50,68	59,93	56,16	64,38
ТГ-3	35,50	36,25	46,00	21,83	8,68
ТГ-4	-	-	-	103,69	46,55
ТГ-5	64,63	63,16	57,05	91,89	98,66
ТГ-6	0,00	0,00	0,00	48,65	2,23
ТГ-7	23,42	31,58	28,46	33,13	34,05
Челябинская ТЭЦ-1	13,30	0,87	0,86	0,84	18,15
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-7	44,90	0,78	0,77	0,80	72,58
ТГ-8	60,50	0,44	0,44	0,18	26,22
ТГ-9	7,70	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-2	42,40	39,70	39,70	42,50	26,82
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ТГ-1	25,54	32,24	36,39	40,42	14,11
ТГ-2	36,62	22,91	17,76	42,99	39,96
ТГ-3	48,00	49,72	48,27	38,40	34,93
ТГ-4	56,27	50,60	52,92	47,77	48,85
Челябинская ТЭЦ-3	55,20	50,50	44,40	57,44	53,94
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
Блок № 1	47,40	39,80	50,80	52,90	46,78
Блок № 2	49,30	55,40	52,70	54,50	59,75
Блок № 3	н/д	82,80	63,90	98,26	61,34
Челябинская ТЭЦ-4	21,01	20,05	20,08	18,76	39,79
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-

Блок № 1	0,00	28,36	40,62	41,59	35,14
Блок № 2	-	16,74	44,02	38,92	42,13
Блок № 3	-	-	8,33	25,79	44,35
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	78	77	84	83	-
ТЭЦ ЧМК	25,61	25,62	25,50	-	-
Карабашская МКЭУ	1	99	72	53	74
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	1	99	74	49	80
ГПУ № 2	1	100	69	57	68
Каслинская МКЭУ	0	84	95	57	78
в том числе поагрегатно:	-	-	-	-	-
ГПУ № 1	0	88	96	48	74
ГПУ № 2	0	79	93	66	82
ТЭЦ АМЕТ	78	77	84	83	83
ТЭЦ ЧМК	25,6	25,6	25,5	25,9	24,7

Данные представлены как для электростанций в целом, так и поагрегатно (при наличии информации).

Расход топлива.

В таблице 27 приведены данные суммарного расхода условного топлива, а также расхода на выработку электрической и тепловой энергии тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 27

Расход условного топлива тепловыми электростанциями за последние 5 лет, тонн

Наименование электростанции/ показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Троицкая ГРЭС, всего	1063952	933893	761465	652804	459642
на выработку электрической энергии	991815	843576	676873	592169	436405
на выработку тепловой энергии	72137	90317	84592	60635	23236
Южноуральская ГРЭС, всего	-	-	737056	664721	668802
на выработку электрической энергии	-	-	673041	598016	605096
на выработку тепловой энергии	-	-	64015	66705	63706
Южноуральская ГРЭС-2, всего	-	-	1147778	1299405	1322192
на выработку электрической энергии	-	-	1147778	1299405	1322192
на выработку тепловой энергии	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ, всего	663582	658277	557434	606559	630276
на выработку электрической энергии	395638	377958	281811	333590	356605
на выработку тепловой энергии	267944	280319	275623	272969	273671
Челябинская ТЭЦ-1 ТЭЦ, всего	347093	363081	364792	357960	328928
на выработку электрической	187689	185621	183212	149811	138687

энергии					
на выработку тепловой энергии	159404	177460	181580	208149	190241
Челябинская ТЭЦ-2, всего	846293	826202	778204	806345	668762
на выработку электрической энергии	465001	451917	406919	391888	279352
на выработку тепловой энергии	381292	374285	371285	414457	389410
Челябинская ТЭЦ-3, всего	1249601	1227373	1212640	1281104	1227500
на выработку электрической энергии	835411	809619	786490	810441	788475
на выработку тепловой энергии	414190	417754	426150	470663	439025
Челябинская ТЭЦ-4, всего	331917	917856	1057288	1345975	1271033
на выработку электрической энергии	107694	700725	901604	1131551	1056228
на выработку тепловой энергии	224223	217131	155684	214424	214805
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ, всего	102	46497	53532	37643	37777
на выработку электрической энергии	102	46497	53532	37643	37777
на выработку тепловой энергии	-	-	-	-	-
ТЭЦ УралАЗ, всего	172597	174521	168967	175885	174006
на выработку электрической энергии	25982	24782	25640	26915	24083
на выработку тепловой энергии	146615	149739	143327	148970	149923
Карабашская МКЭУ, всего	16420,26	49818,36	42101,2	37760,31	39723,87
на выработку электрической энергии	288,6	29855,99	34449,3	18217,35	21775,89
на выработку тепловой энергии	16131,66	19962,37	7651,9	19542,96	17947,98
Каслинская МКЭУ, всего	2791,63	45832,96	48867,51	40397,18	43144,31
на выработку электрической энергии	0	26309,55	27864,8	19394,47	21485,89
на выработку тепловой энергии	2791,63	19523,41	21002,71	21002,71	21658,42
Тургоякская ТЭЦ, всего	176700	172532	173748	163071	152412
на выработку электрической энергии	79869	73161	72229	51215	53975
на выработку тепловой энергии	96831	99371	101519	111856	98437
ТЭЦ АМЕТ, всего	109173	110355	112129	114244	114247
на выработку электрической энергии	65700	65745	63573	64663	65578
на выработку тепловой энергии	109173	110355	112129	114244	114247
ТЭЦ ЧМК, всего	1017548	961348	969276	995270	954324
на выработку электрической энергии	593980	529793	546206	536004	509558
на выработку тепловой энергии	423567	431555	423069	459266	444766

Удельный расход топлива

В таблице 28 приведены данные удельного расхода топлива на выработку электрической энергии тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 28

Удельный расход топлива на выработку электрической энергии тепловыми электростанциями за последние 5 лет, грамм условного топлива/кВт·ч

Наименование электростанции	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Троицкая ГРЭС	450,7	442,2	475,1	472,0	447,3
Южноуральская ГРЭС	421,96	432,20	449,94	441,42	434,61
Южноуральская ГРЭС-2	220,4	221,05	220,76	220,93	220,66
Аргаяшская ТЭЦ	375,78	378,90	360,65	376,51	387,77
Челябинская ТЭЦ-1	228,97	227,87	228,61	191,46	190,94
Челябинская ТЭЦ-2	271,41	277,93	278,16	279,36	266,31
Челябинская ТЭЦ-3	234,69	231,99	226,57	219,55	226,60
Челябинская ТЭЦ-4	245,05	242,69	236,05	223,06	219,03
ТЭЦ АО «Златмаш»	171,90	212,95	232,75	-	-
ТЭЦ УралАЗ	263,80	245,10	255,20	259,1	226,8
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	1170,90	433,90	428,65	433,33	435,27
Карабашская МКЭУ	183,8	198,51	203,0	194,9	194,9
Каслинская МКЭУ	0	207,54	192,53	197,68	182,79
Тургоякская ТЭЦ	402,44	430,85	415,93	436,11	442,24
ТЭЦ АМЕТ	620,4	615,5	619,4	526,0	530,0
ТЭЦ ЧМК	451,7	446,9	450,7	456,2	451,8

В таблице 29 приведены данные удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 29

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии тепловыми электростанциями за последние 5 лет, килограмм условного топлива/Гкал

Наименование электростанции	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Троицкая ГРЭС	168,1	167,2	167,8	172,6	197,1
Южноуральская ГРЭС	179,65	180,46	187,39	193,22	191,63
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ	171,79	172,83	173,14	171,81	174,69
Челябинская ТЭЦ-1	139,91	138,62	138,93	164,85	168,28
Челябинская ТЭЦ-2	170,35	171,61	172,79	171,23	173,36
Челябинская ТЭЦ-3	152,27	156,17	157,70	163,00	163,63
Челябинская ТЭЦ-4	172,75	162,30	122,09	153,51	163,68
ТЭЦ АО «Златмаш»	158,60	158,34	161,56	-	-
ТЭЦ УралАЗ	163,20	165,40	162,6	164,9	160,4
ТЭЦ ПАО «АМЕТ»	61,5	62,1	66,4	214,7	н/д
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	-	-	-	-	-
Карабашская МКЭУ	165,43	179,48	180,51	161,64	162,0
Каслинская МКЭУ	211,86	172,79	183,74	154,49	156,0
Тургоякская ТЭЦ	140,61	147,77	146,14	154,22	144,56
ТЭЦ АМЕТ	61,5	62,1	66,4	214,7	218,7
ТЭЦ ЧМК	170,3	171,4	169,9	174,4	175,9

На основании данных об удельных расходах топлива на выработку электрической и тепловой энергии основными тепловыми электростанциями (таблица 28, таблица 29), а также данных о фактической выработке электрической и тепловой энергии основными тепловыми электростанциями был экспертно определен среднесуточный объем потребления топлива основными тепловыми электростанциями Челябинской области за последние 5 лет. Полученные данные представлены в таблице 30.

Таблица 30

Данные по среднесуточному объему потребления топлива электростанциями Челябинской области за последние 5 лет

Наименование электростанции/ показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Троицкая ГРЭС	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	450,7	442,2	475,1	472	447,3
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	168,1	167,2	167,8	172,6	197,1
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	2519,5	2326,2	1677,6	1417,8	1210,2
отпуск тепловой энергии, Гкал	840594	925287	753372	539988	368073
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3498,2	3242,1	2530,0	2088,8	1681,8
Южноуральская ГРЭС	-	-	-		
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	421,96	422,01	449,94	441,42	434,61
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	179,65	180,46	187,39	193,22	191,63
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	2108,5	1797,8	1689,8	1534,6	1571,9
выработка тепловой энергии, Гкал	322356	333256	341619	345232	332442
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	2596,2	2243,4	2258,4	2038,7	2046,2
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	220,4	222,56	220,76	220,93	220,66
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	-	-	-	-	-
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	5980,1	6027,8	5286,4	5976,0	6086,6
выработка тепловой энергии, Гкал	-	-	-	-	

среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3611,0	3675,5	3197,3	3617,2	3679,6
Аргаяшская ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	375,78	378,9	360,65	376,51	387,77
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	171,79	172,83	173,14	171,81	174,69
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1174,2	1125,7	895	997	1048,7
выработка тепловой энергии, Гкал	1559752	1621889	1591913	1588802	1566618
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	1943,0	1936,5	1639,5	1776,3	1863,9
Челябинская ТЭЦ-1	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	228,97	227,87	228,61	191,46	190,94
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	139,91	138,62	138,93	164,85	168,28
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	896,5	895,9	883	862,4	801,1
выработка тепловой энергии, Гкал	1139350	1280177	1306993	1262661	1130531
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	999,1	1045,5	1050,5	1022,6	940,3
Челябинская ТЭЦ-2	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	271,41	277,93	278,16	279,36	266,31
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	170,35	171,61	172,79	171,23	173,36
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1931,7	1841,3	1679,2	1624,7	1250,7
выработка тепловой энергии, Гкал	2238241	2181017	2148729	2420410	2246279
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	2481,0	2427,5	2296,9	2379,0	1979,4
Челябинская ТЭЦ-3	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	234,69	231,99	226,57	219,55	226,6
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	152,27	156,17	157,7	163	163,63
выработка электрической энергии,	3818,5	3733,6	3723	3947,7	3730,5

млн. кВт·ч					
выработка тепловой энергии, Гкал	2720162	2674932	2702319	2887536	2683080
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3590,0	3517,5	3478,6	3664,1	3518,8
Челябинская ТЭЦ-4	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	245,05	242,69	236,05	223,06	219,03
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	172,75	162,3	122,09	153,51	163,68
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	526,7	3056,2	4027,1	5320,4	5059,5
выработка тепловой энергии, Гкал	1297935	1337870	1275147	1396800	1312378
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	967,9	2627,0	3030,9	3838,9	3624,6
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	1170,90	433,90	428,65	433,33	435,27
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	0,1	109,0	126,7	88,2	89,2
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	0,3	129,6	148,8	104,7	106,4
ТЭЦ УралАЗ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	263,8	245,1	252,2	259,1	226,8
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	163,2	165,4	162,6	164,9	160,4
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	133,3	135,2	134,8	137,3	140,5
выработка тепловой энергии, Гкал	898233	905345	881598	903459	934692
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	498,0	501,0	485,9	505,6	498,1
Карабашская МКЭУ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	183,8	198,51	203	194,9	194,9
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	165,43	179,48	180,51	161,64	162
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1,57	154,5	113,3	94,1	113,8
выработка тепловой энергии, Гкал	99190	112879	115823	122717	112631

среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	45,7	139,5	120,3	104,6	110,8
Каслинская МКЭУ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	0	207,54	192,53	197,68	182,79
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	211,86	172,79	183,74	154,49	156
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	0	130,4	147,3	101,9	121,3
выработка тепловой энергии, Гкал	13364	114659	119825	137644	140524
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	7,8	128,4	138,0	113,4	120,8
Тургоякская ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	402,44	430,85	415,93	436,11	442,24
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	140,61	147,77	146,14	154,22	144,56
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	244,406	214,756	218,124	163,786	164,245
выработка тепловой энергии, Гкал	688627	672483	694647	725284	680930
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	534,8	525,8	526,7	502,1	468,7
ТЭЦ АМЕТ	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	620,4	615,5	619,4	526,0	530,0
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	61,5	62,1	66,4	214,7	218,7
выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	123,891	124,673	121,698	123,567	123,760
выработка тепловой энергии, Гкал	704077	711485	723547	736445	736847
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	329,2	331,3	338,1	611,3	621,2
ТЭЦ ЧМК	-	-	-	-	-
удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч	451,7	446,9	450,7	456,2	451,8
удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал	170,3	171,4	169,9	174,4	175,9
выработка электрической энергии,	1577,470	1441,230	1475,255	1449,533	1402,762

млн. кВт·ч					
выработка тепловой энергии, Гкал	3123230	3133818	3110231	3164375	3014595
среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3409,4	3236,2	3269,4	3323,7	3189,1

Фактический среднесуточный объем потребления топлива электростанциями зависит от фактической загрузки агрегатов и прочих факторов.

Удельные себестоимости электрической и тепловой энергии.

В таблице 31 приведены данные удельных себестоимостей электрической и тепловой энергии, вырабатываемых тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 31

Удельная себестоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой электростанциями за последние 5 лет

Наименование электростанции/ показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Троицкая ГРЭС	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	2,09	2,25	2,85	4,43	5,61
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	932,28	1018,76	1009,61	1015,95	2107,13
Южноуральская ГРЭС	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,43	1,66	1,72	1,8	1,92
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	527,49	565,17	640,09	749,67	793,81
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,08	1,01	1,34	1,05	1,05
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-1	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,54	1,66	1,49	1,35	1,4
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	740,85	760,41	724,79	873,51	996,29
Челябинская ТЭЦ-2	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,3	1,34	1,43	1,49	1,76
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	668,05	712,97	717,21	722,18	865,83
Челябинская ТЭЦ-3	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,2	1,25	1,3	1,23	1,32
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	660,06	696,91	716,79	721,9	758,36
Челябинская ТЭЦ-4	-	-	-	-	-

удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,84	1,77	1,66	1,55	1,55
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	840,52	1022,46	840,17	995,15	1051,84
Аргаяшская ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,68	1,76	1,9	1,97	2,01
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	676,65	639,84	756,97	763,83	805,2
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1096,12	2,26	2,10	2,44	2,50
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	-	-	-	-	-
ТЭЦ УралАЗ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	2,33	2,40	2,40	2,08	2,10
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	891,28	944,12	961,35	984,93	1032,92
ООО «Перспектива»*	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	4,51	1,40	1,86	1,78	1,88
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	1836,08	1688,64	1727,65	1539,04	1681,38
Тургоякская ТЭЦ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	1,805	2,049	2,16	2,233	2,472
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	856,61	893,9	902,35	899,73	895,56
ТЭЦ АМЕТ	-	-	-	-	-
удельная себестоимость электрической энергии, руб./кВт·ч	-	-	-	-	-
удельная себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	650,46	683,09	701,39	725,15	767,98

* Представлены данные удельной себестоимости по всем участкам ООО «Перспектива». Данные с разбивкой по станциям отсутствуют.

КПД электростанций.

В таблице 32 приведены данные КПД электростанций (брутто и нетто), функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 32

КПД электростанций за последние 5 лет, процентов

Наименование электростанции	КПД	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Троицкая ГРЭС	брутто	34,9	36,9	36,5	34,6	33,2
	нетто	31,2	33,4	32,4	31,3	29,7
Южноуральская ГРЭС	брутто	-	-	30,84	31,55	31,92
	нетто	-	-	27,31	27,83	28,27
Южноуральская ГРЭС-2	брутто	-	-	56,59	56,50	56,56

	нетто	-	-	55,65	55,61	55,68
Аргаяшская ТЭЦ	брутто	55,3	56,2	60,5	57,8	56,0
	нетто	52,9	53,6	57,8	55,3	53,3
Челябинская ТЭЦ-1	брутто	78,6	80,7	80,9	80,0	79,0
	нетто	75,6	77,7	78,0	77,1	76,2
Челябинская ТЭЦ-2	брутто	65,8	65,1	65,9	67,6	71,0
	нетто	62,4	61,7	62,3	64,1	67,1
Челябинская ТЭЦ-3	брутто	68,6	68,5	69,5	70,1	68,6
	нетто	66,1	66,1	67,0	67,6	66,0
Челябинская ТЭЦ-4	брутто	74,6	60,4	64,0	63,4	63,6
	нетто	70,6	57,9	61,4	60,9	61,2
ТЭЦ УралАЗ	брутто	-	-	-	-	67,7
	нетто	-	-	-	-	62,3
Карабашская МКЭУ	брутто	-	-	-	-	46,3
	нетто	-	-	-	-	-
Каслинская МКЭУ	брутто	-	-	-	-	46,3
	нетто	-	-	-	-	-
Тургоякская ТЭЦ	брутто	30,5	28,5	29,5	28,1	27,8
	нетто	-	-	-	-	-
ТЭЦ ЧМК	брутто	32,7	33,5	33,2	33,3	33,9
	нетто	27,2	27,5	27,3	27,0	27,2

16. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности, а также макроэкономических показателей за последние 5 лет.

Энергоемкость валового регионального продукта.

Энергоемкость валового регионального продукта (далее именуется – ВРП) Челябинской области определяется по формуле:

Энергоемкость = ТЭР / ВРП (тонн условного топлива/млн. рублей), где:

ТЭР - потребление в Челябинской области топливно-энергетических ресурсов, тыс. тонн условного топлива;

ВРП - объем валового регионального продукта Челябинской области, млрд. рублей.

Данные по динамике энергоемкости ВРП за последние 5 лет приведены в таблице 33.

Таблица 33

Динамика энергоемкости ВРП за последние 5 лет*

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ВРП, млн. рублей	1209242,7	1271133,1	1348564,7	-	-
Энергоемкость ВРП, тонн условного топлива/млн. рублей	30,2	28,1	27,5	-	-

* Показатель «Энергоемкость ВРП» взят с сайта https://www.gks.ru/.

Энергоемкость ВРП служит суммарным индикатором эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в регионе. Наблюдается снижение энергоемкости ВРП в Челябинской области.

Электроемкость ВРП.

Электроемкость ВРП Челябинской области определяется по формуле:

Электроемкость = ПЭ / ВРП (кВт·ч/рублей), где:

ПЭ – потребление электроэнергии в Челябинской области, млн. кВт·ч;

ВРП - объем валового регионального продукта Челябинской области, млрд. рублей.

Электроемкость ВРП — показатель, характеризующий количественный расход электрической энергии, затрачиваемой на единицу валового регионального продукта.

Данные по динамике электроемкости ВРП за последние 5 лет приведены в таблице 34.

Таблица 34

Динамика электроемкости ВРП за последние 5 лет

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Электроемкость ВРП, кВт·ч/ рублей	0,031	0,027	0,029	0,027	-

С 2015 года наблюдается снижение электроемкости ВРП в Челябинской области.

Отношение расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП.

Отношение расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП Челябинской области ($О_р$) определяется по формуле:

$$О_р = (ЭР/ВРП) \times 100 \text{ (процентов)},$$

где:

ЭР – расходы Челябинской области на приобретение энергетических ресурсов, млрд. рублей;

ВРП – объем валового регионального продукта Челябинской области, млрд. рублей.

Данные по динамике отношения расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП за последние 5 лет приведены в таблице 35.

Таблица 35

Динамика отношения расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП за последние 5 лет

Показатель	2015 год	2016 год*	2017 год*	2018 год*	2019 год*
Расходы на приобретение топлива, млрд. рублей	178,59	-	-	-	-
Расходы на приобретение топлива, процентов	15,26	-	-	-	-
в том числе:	-	-	-	-	-
продукты нефтепереработки	26,56	-	-	-	-
газ природный и попутный	102,80	-	-	-	-
уголь	22,11	-	-	-	-
другие виды топлива	27,12	-	-	-	-
Расходы на энергию, млрд. рублей	63,37	-	-	-	-

Расходы на энергию, процентов	5,41	-	-	-	-
в том числе:	-	-	-	-	-
электрическую	51,01	-	-	-	-
тепловую (отопление)	9,91	-	-	-	-
тепловую (производственные нужды)	2,45	-	-	-	-
Расходы на воду, млрд. рублей	3,01	-	-	-	-
Расходы на воду, процентов	0,25	-	-	-	-
в том числе:	-	-	-	-	-
холодную	2,65	-	-	-	-
горячую	0,36	-	-	-	-

* В форме федерального статистического наблюдения № 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов», начиная с отчета за 2016 год, данные по расходам на приобретение энергетических ресурсов не предусмотрены.

Доля объема энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории Челябинской области.

Доля объема энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории Челябинской области ($Д_{субъект.эр.воз}$), определяется по формуле:

$$Д_{субъект.эр.воз} = (ОП_{субъект.эр.воз} / ОП_{субъект.эр.общий} \times 100 \text{ (процентов)},$$

где:

$ОП_{субъект.эр.воз}$ – объем производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов на территории Челябинской области, тонн условного топлива;

$ОП_{субъект.эр.общий}$ – общий объем энергетических ресурсов, произведенных на территории Челябинской области,тонн условного топлива.

Данный показатель не может быть представлен в целях обеспечения конфиденциальности первичных статистических данных, полученных от организаций, в соответствии с пунктом 5 статьи 4, частью 1 статьи 9 Федерального закона от 29 ноября 2007 года № 282-ФЗ «Об официальном статистическом учете и системе государственной статистики в Российской Федерации».

Доля объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории Челябинской области (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт) ($Д_{субъект.ээ.ген}$) определяется по формуле:

$Д_{субъект.ээ.ген} = (ОП_{субъект.ээ.ген} / ОП_{субъект.т.ген} \times 100$ (процентов),

где:

$ОП_{субъект.ээ.ген}$ – объем производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, на территории Челябинской области, тыс. кВт·ч;

$ОП_{субъект.т.ген}$ – совокупный объем производства электрической энергии на территории Челябинской области, тыс. кВт·ч.

Данные о динамике доли объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории Челябинской области приведены в таблице 36.

Таблица 36

Динамика доли объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории Челябинской области

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	26636,3	28470,4	27295,8	28834,9	28551,6
Производство электроэнергии на основе ВИЭ, млн. кВт·ч	0	0	0	0	0
Доля, процентов	0	0	0	0	0

Доля объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории Челябинской области равна нулю, поскольку генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в энергосистеме Челябинской области в настоящее время отсутствуют.

Доля потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям в общем объеме переданной электрической энергии.

Доля потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям в общем объеме переданной электрической энергии представлена в таблице 3 – Структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет.

Потребление электроэнергии на душу населения.

Потребление электроэнергии на душу населения (ЭД) определяется по формуле:

ЭД = ПЭ / Ч (кВт·ч/человек),

где:

ПЭ – потребление электроэнергии в Челябинской области, млн. кВт·ч;

Ч – численность населения Челябинской области, млн. человек.

Данные о динамике потребления электроэнергии на душу населения на территории Челябинской области приведены в таблице 37.

Таблица 37

Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	35696	35150	35287	35571	35584
Численость населения, млн. человек	3,4973	3,5007	3,5023	3,493	3,471
Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/человек	10206,7	10040,8	10075,4	10183,5	10251,5

Для энергосистемы Челябинской области потребление электроэнергии на душу населения в среднем в 1,4 раза выше, чем в целом по территории Российской Федерации. В целом по Российской Федерации по итогам 2019 года данный показатель находится на уровне 7300 кВт·ч на человека.

Электровооруженность труда в экономике.

Данные по динамике электровооруженности труда в экономике (в основных видах деятельности промышленного производства) приведены в таблице 38.

Таблица 38

Динамика электровооруженности труда в экономике
(в расчете на одного работника; тыс. кВт·ч/человек)

Показатели	2015 год	2016 год*	2017 год*	2018 год*	2019 год*
Добыча полезных ископаемых	96,4	-	-	-	-
Обрабатывающие производства	73,9	93,6	-	-	-
из них	-	-	-	-	-
производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	12,6	-	-	-	-
текстильное и швейное производство	5,1	-	-	-	-
производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	3,3	-	-	-	-
обработка древесины и производство изделий из дерева	10,2	-	-	-	-
целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	5,2	-	-	-	-
химическое производство	37,1	-	-	-	-
производство резиновых и пластмассовых изделий	16,8	-	-	-	-
производство прочих неметаллических минеральных продуктов	55,4	-	-	-	-
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	167,3	-	-	-	-
производство машин и оборудования	15,9	-	-	-	-
производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	5,2	-	-	-	-
производство транспортных средств и оборудования	13,7	-	-	-	-

производство и распределение электроэнергии, газа и воды	86,3	-	-	-	-

* С 2016 года статистические данные по электровооруженности не предоставляются.

Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области.

Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области, а также показатели для ее определения представлены в таблице 39.

Таблица 39

Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области

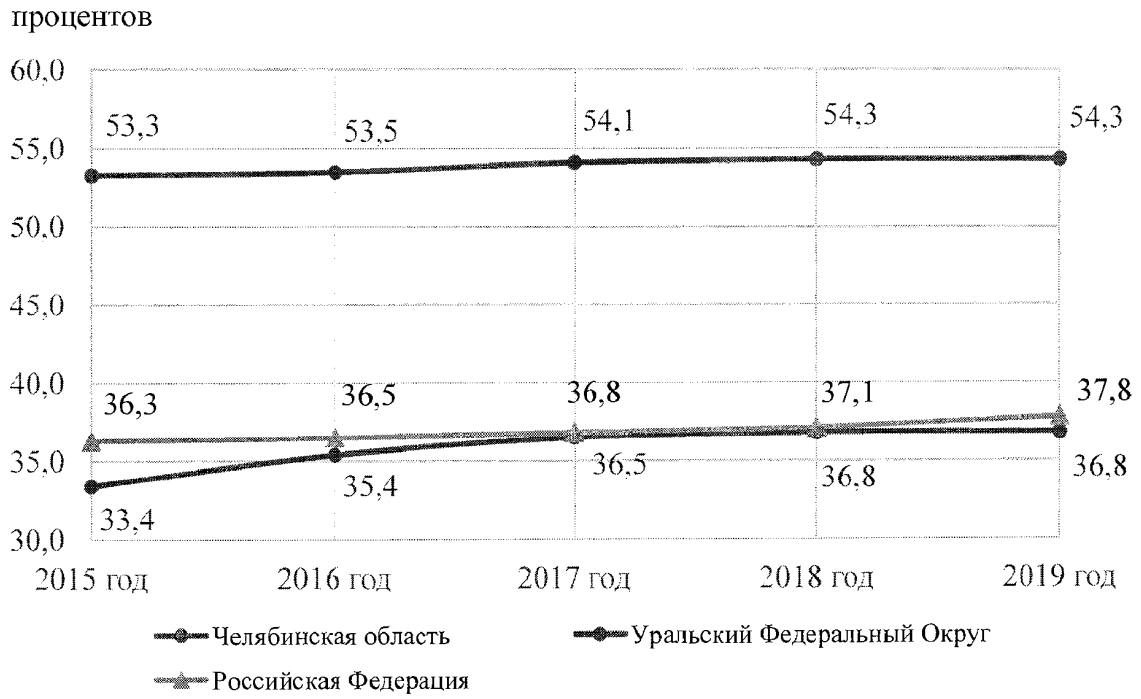
Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Общий объем производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области, тыс. Гкал	43454	42992	42227	41783	41545
Общий объем тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети от источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, тыс. Гкал	23191	23028	22867	22707	22548
Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	0,534	0,536	0,542	0,543	0,543
Доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, процентов	53,3	53,5	54,1	54,3	54,3

На рисунке 20 для сравнения представлены доли тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения для Уральского федерального округа и Российской Федерации в целом (по данным Росстата, форма 6-ТП). За 2019 год приняты прогнозные данные.

Рисунок 20

Доли тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и

электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения



Анализируя представленные данные, можно отметить, что доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Челябинской области выше, чем в Уральском федеральном округе и Российской Федерации в целом.

Анализируя представленные в разделе показатели энерго- и электроэффективности, можно отметить, что на протяжении последних пяти лет наблюдается устойчивый рост энерго- и электроэффективности электроэнергетики Челябинской области. По ряду показателей электроэнергетика Челябинской области опережает как Уральский федеральный округ, так и в целом показатели по Российской Федерации.

Индекс промышленного производства.

Данные по динамике индекса промышленного производства за последние 5 лет приведены в таблице 40.

Таблица 40

Динамика индекса промышленного производства за последние 5 лет

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Индекс промышленного производства*, процентов	98,0	96,8	105,5	100,3	102,4**

* Агрегированный индекс производства по видам экономической деятельности «Добыча полезных ископаемых», «Обрабатывающие производства», «Обеспечение электрической энергией, газом и паром;

кондиционирование воздуха», «Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений».

** Данные за январь-ноябрь 2019 года в процентах к январю-ноябрю 2018 года.

Инвестиции в основной капитал.

Данные по инвестициям в основной капитал за последние 5 лет приведены в таблице 41.

Таблица 41

Инвестиции в основной капитал за последние 5 лет, млн. рублей

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Инвестиции в основной капитал (в фактически действовавших ценах)	217238,1	198289,2	198990,8	259365,6*	195589,3**
Инвестиции в основной капитал (без субъектов малого предпринимательства и объема инвестиций, не наблюдаемых прямыми статистическими методами)	162574,7	143216,3	145603,4	194948,1*	142765,9**
из них: обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха***	35644,9	21973,3	10407,6	10894,7*	3942,7**

* Предварительные данные.

** Январь-сентябрь 2019 года.

*** За 2015-2016 годы по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД-2007) ОК 029-2007, с 2017 года в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД-2) ОК 029-2014 (КДЕС Редакция 2).

Реальная начисленная заработная плата.

Данные по реальной начисленной заработной плате за последние 5 лет приведены в таблице 42.

Таблица 42

Реальная начисленная заработная плата за последние 5 лет

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Реальная начисленная заработная плата, процентов	93,8	97,8	101,2	106,4	101,7*

* Данные за январь-октябрь 2019 года в процентах к январю-октябрю 2018 года.

17. Основные характеристики электросетевого хозяйства энергосистемы Челябинской области 110 кВ и выше.

Данные по электрическим сетям напряжением 110 кВ и выше, находящимся в эксплуатационном обслуживании филиала

ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС (протяженность ЛЭП в одноцепном исчислении по напряжениям 110, 220, 500 кВ; общая установленная мощность трансформаторов на подстанциях по напряжениям 110, 220, 500 кВ) приведены в таблице 43.

Таблица 43

Данные по электрическим сетям 110 кВ и выше
филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС

Наименование	Показатель
Протяженность ЛЭП 1150 кВ, километров	129,5
Протяженность ЛЭП 500 кВ, километров	1242,282
Протяженность ЛЭП 220 кВ, километров	1468,812
Протяженность ЛЭП 110 кВ, километров	122,640
Количество ПС 500 кВ, штук	8
Количество ПС 220 кВ, штук	7
Количество ПС 110 кВ, штук	3
Суммарная мощность трансформаторов (автотрансформаторов), установленных на подстанциях, МВА	11158,083

Южно-Уральское ПМЭС осуществляет эксплуатацию следующих объектов, отнесенных к ЕНЭС:

ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская;
ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская;
ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103);
ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская;
ВЛ 500 кВ Курган – Козырево;
ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС;
ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС;
ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст;
ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская;
ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;
ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;
ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево;
ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская;
ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево;
ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол;
КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;
КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол;
ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная;
ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогатительная;
ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I цепь с отпайкой на ПС 220 кВ ГПП - 9;
ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ ГПП – 9;
ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1;
ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2;

ВЛ 220 кВ КС19 – Чебаркуль;
ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская;
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 60;
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77;
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 I цепь;
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 II цепь;
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90;
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь;
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь;
ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь;
ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ II цепь;
ВЛ 220 кВ ПС 86 – ПС 60;
ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77;
ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 I цепь;
ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 II цепь;
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Карталы 220;
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1;
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2;
ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая I цепь;
ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая II цепь;
ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;
ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол;
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь;
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь;
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I цепь;
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево II цепь;
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая I цепь;
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая II цепь;
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая III цепь;
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая IV цепь;
ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак I цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Очистные сооружения;
ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Очистные сооружения;
ВЛ 220 кВ Шагол – Кунашак;
ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая-220;
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Исаково;
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19;
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково;
ПС 500 кВ Кропачево;
ПС 500 кВ Приваловская;
ПС 500 кВ Златоуст;
ПС 500 кВ Смеловская;
ПС 500 кВ Магнитогорская;
ПС 500 кВ Челябинская;
ПС 500 кВ Шагол;
ПС 500 кВ Козырево;
ПС 220 кВ Новометаллургическая;
ПС 220 кВ Исаково;
ПС 220 кВ Чебаркуль;
ПС 220 кВ Мраморная;
ПС 220 кВ Кунашак;
ПС 220 кВ КС 19;
ПС 220 кВ Карталы 220.

ПС 220 кВ ЧФЗ и ПС 220 кВ Хромовая, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат АО «Челябинский электрометаллургический комбинат».

ПС 220 кВ Цинковая, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит ПАО «Челябинский цинковый завод».

ПС 220 кВ Конверторная и ПС 220 кВ ГПП-9, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат ПАО «Челябинский металлургический комбинат».

ПС 220 кВ Очистные сооружения, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит филиалу ОАО «МРСК Урала» – Челябэнерго.

ПС 220 кВ Амет, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит ПАО «Ашинский металлургический завод».

ПС 220 кВ 86, ПС 220 кВ 90, ПС 220 кВ 30, ПС 220 кВ 77, КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 I цепь, КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 II цепь, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат».

ПС 220 кВ Михеевский ГОК, ПС 220 кВ Обогатительная и ВЛ 220 кВ Обогатительная – Михеевский ГОК, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат и обслуживаются АО «Михеевский ГОК».

Данные по электрическим сетям напряжением 0,4-220 кВ, находящимся в эксплуатационном обслуживании филиала ОАО «МРСК Урала» – Челябэнерго (протяженность ЛЭП в одноцепном исчислении по напряжениям 0,4-220 кВ; количество подстанций 35-220 кВ, общая установленная мощность трансформаторов на подстанциях по напряжениям 110-220 кВ), приведены в таблице 44.

Таблица 44

Данные по электрическим сетям 0,4-220 кВ
филиала ОАО «МРСК Урала» – Челябэнерго

Наименование	Показатель
Протяженность ЛЭП 110 кВ, километров	5355
Протяженность ЛЭП 35 кВ, километров	2710
Протяженность ЛЭП 6-10 кВ, километров	18384
Протяженность ЛЭП 0,4 кВ, километров	15951
Количество ПС 220 кВ, штук	1
Суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 220 кВ, МВА	64
Количество ПС 110 кВ, штук	186
Суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 110 кВ, МВА	5397,67
Количество ПС 35 кВ, штук	125
Суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 35 кВ, МВА	997,86

ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская построена в габаритах 1150 кВ, имеет протяженность 131,2 километра по Челябинской области и временный заход в габаритах 500 кВ на ПС 500 кВ Челябинская протяженностью 1,7 километра.

На напряжении 110 кВ работают выполненные в габаритах 220 кВ ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная I с отпайкой на ПС Челябинск Южный-т и ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная II с отпайкой на ПС Челябинск Южный- т (2х35,25 километра).

В приложении 4 представлен перечень существующих ЛЭП 110 кВ и выше, в приложении 5 представлен перечень существующих подстанций 110 кВ и выше с указанием сводных данных по ним.

Ввод в эксплуатацию линий электропередачи по уровням напряжения (500. 220 и 110 кВ) и годам (километров) представлен в таблице 45.

Таблица 45

Ввод в эксплуатацию линий электропередачи по уровням напряжения в энергосистеме Челябинской области

Наименование	Длина линий электропередач, километров				
	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ВЛ (КЛ) 500 кВ					
заходы ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Шагол в РУ 500 кВ Южноуральской ГРЭС-2		2х0,56	-	-	-
ВЛ (КЛ) 220 кВ					
заходы ВЛ 220 кВ Шагол – Новометаллургическая во вновь сооружаемое РУ 220 кВ Челябинской ГРЭС	2х1,5	-	-	-	-
заходы ВЛ 220 кВ Цинковая-220 - Новометаллургическая во вновь сооружаемое РУ	2х1,62 2х1,55	-	-	-	-

220 кВ Челябинской ГРЭС					
ЛЭП 220 кВ на участке от места врезки в ВЛ 220 кВ Цинковая – Новометаллургическая до ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Шагол с расширением ПС 500 кВ Шагол		8,426	-	-	-
ЛЭП 220 кВ на участке от места врезки в ВЛ 220 кВ Цинковая – Новометаллургическая до ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Новометаллургическая с расширением ПС 220 кВ Новометаллургическая	-	5,353	-	-	-
ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогатительная	-	-	33,5	-	-
ВЛ (КЛ) 110 кВ					
КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11 (кабельный участок)	-	-	0,4	-	-
КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 (кабельный участок)	-	-	0,4	-	-
КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	-	-	-	10,0	-
ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I, II цепь	-	-	-	0,823	-
ВЛ 110 кВ ПС 65 – ПС 68 I, II цепь	-	-	-	0,835	-
КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	-	-	-	-	20 (10+ 10)
отпайки от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор	-	-	-	-	2 (1+1)
итого по ВЛ (КЛ) 500 кВ	1,12	-	-	-	-
итого по ВЛ (КЛ) 220 кВ	9,34	13,779	33,5	-	-
итого по ВЛ (КЛ) 110 кВ	-	-	0,8	11,658	22

Ввод в эксплуатацию трансформаторной мощности по уровням напряжения (500, 220 и 110 кВ) и годам (МВА) представлен в таблице 46.

Таблица 46

Ввод в эксплуатацию трансформаторной мощности по уровням напряжения в энергосистеме Челябинской области

Наименование	Мощность, МВА				
	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Объекты 500 кВ					
-	-	-	-	-	-
Объекты 220 кВ					
ПС 220 кВ Обогатительная (новый ввод)	-	-	80	-	-
ПС 220 кВ 86 (демонтаж Т5 мощностью 63 МВА, ввод Т5 мощностью 63 МВА)	-	-	-	63	-
Объекты 110 кВ					
ПС 110 кВ 63 (ввод Т3 мощностью 80 МВА)		80			
ПС 110 кВ 91 (ввод Т2 мощностью 10 МВА)		10			
ПС 110 кВ 41 (ввод Т2 мощностью 80 МВА)			80		
ПС 110 кВ 66 (ввод Т2 мощностью 80 МВА)			80		
ПС 110 кВ 11 (новый ввод)	-	-	160	-	-
ПС 110 кВ 68 (новый ввод)	-	-	160	-	-
ПС 110 кВ РЭД (новый ввод)	-	-	-	25	-
ПС 110 кВ Верхнеуральская (замена Т2 мощностью 10 МВА на 16 МВА)	-	-	-	-	16

ПС 110 кВ Агрокомплекс (новый ввод)	-	-	-	-	126
ПС 110 кВ Периклаз (новый ввод)	-	-	-	-	80
ПС 110 кВ 87 (демонтаж Т2 мощностью 80 МВА, ввод Т2 мощностью 63 МВА)	-	-	-	-	63
Итого по объектам 500 кВ	-	-	-	-	-
Итого по объектам 220 кВ	-	-	80	63	-
Итого по объектам 110 кВ	-	90	480	25	285

18. Основные внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области по межсистемным ВЛ 500-220-110 кВ связана с соседними энергосистемами: энергосистемой Курганской области, энергосистемой Свердловской области, энергосистемой Республики Башкирия, энергосистемой Оренбургской области и объединенной энергосистемой Республики Казахстан (рисунок 21):

с энергосистемой Свердловской области:

ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево;

ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол;

ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная;

ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская;

ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская;

ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 км;

с энергосистемой Республики Башкирия:

ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;

ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремель I цепь;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремель II цепь;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Белорецк-220 № 1;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Белорецк-220 № 2;

ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I цепь;

ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ II цепь;

ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ I цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т;

ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ II цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т;

ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская с отпайкой на ПС ММЗ;

ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Симская – Месягутово II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Приваловская – Месягутово I цепь;

ВЛ 110 кВ Приваловская – Месягутово II цепь;

ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская;

ВЛ 110 кВ Сиб. ПП – Кизил;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб. ПП I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб. ПП II цепь с отпайками;

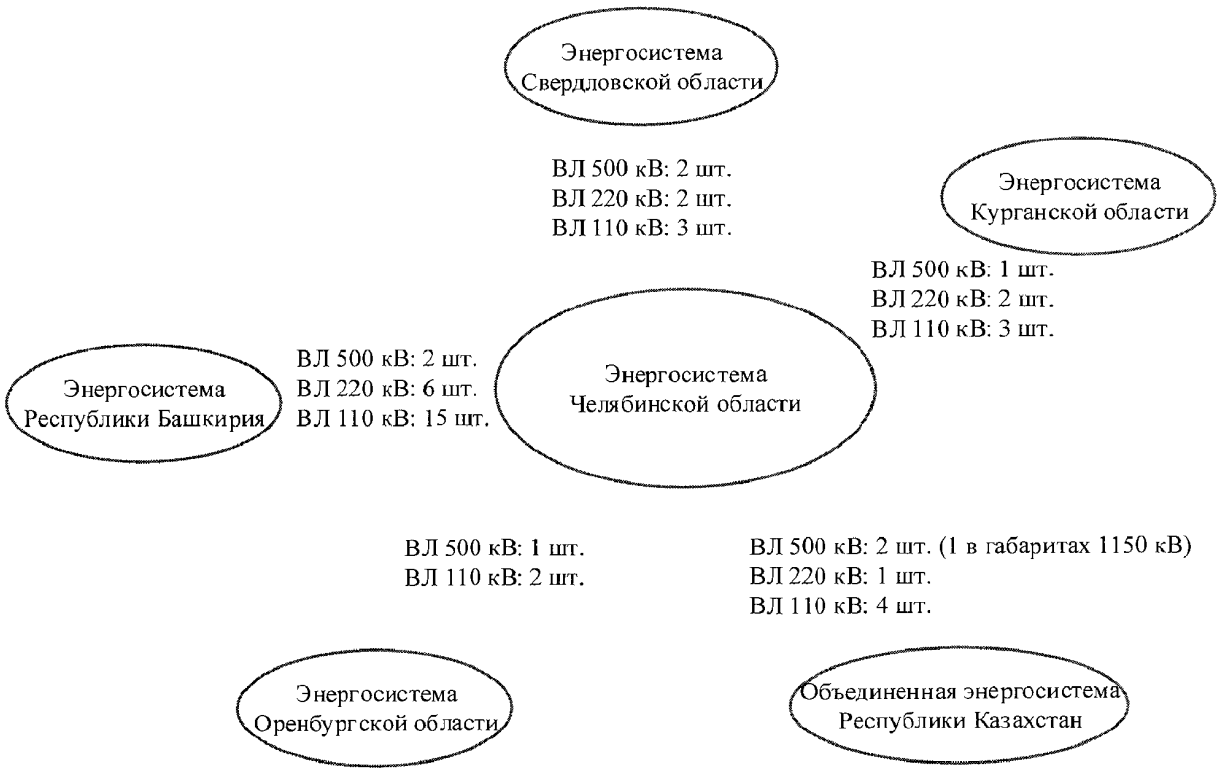
ВЛ 110 кВ Агаповская – Сиб. ПП с отпайкой на ПС Красная Башкирия;

ВЛ 110 кВ Смеловская – Ново-Абзаково-т с отпайкой на ПС Баимово;

ВЛ 110 кВ Смеловская – Укшук-т с отпайками;
ВЛ 110 кВ Учалы – Межозерная;
с энергосистемой Оренбургской области:
ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС;
ВЛ 110 кВ Бреды-т – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля;
ВЛ 110 кВ Павловская – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля;
с энергосистемой Курганской области:
ВЛ 500 кВ Курган – Козырево;
ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1;
ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2;
ВЛ 110 кВ Сулейманово – Чудиновская;
ВЛ 110 кВ Козырево – Алакуль-т с отпайкой на ПС Пивкино-т;
ВЛ 110 кВ Чернявская-т – Щучье-т с отпайкой на ПС Пивкино-т;
с объединенной энергосистемой Республики Казахстан:
ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103);
ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;
ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная – нормальный разрыв на ЛР;
ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная – нормальный разрыв на ЛР;
ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба-т – нормальный разрыв на ЛР;
ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы-т с отпайкой на ПС ПТФ – нормальный разрыв на ЛР.

Рисунок 21

Внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области



19. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области.

Информация об объемах и структуре топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области с 2015 по 2019 годы представлена таблице 47.

Таблица 47

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области, тыс. тонн условного топлива

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Расход топлива на ТЭС, в том числе	12676	12894	13230	13595	13870
на выработку электроэнергии, в том числе:	9020	9225	9142	9540	9729
газ природный	6213	6491	6489	6833	7018
уголь	2066	2001	1943	1984	1978
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	130	113	108	108	108
газ доменный	611	620	602	615	613
прочие виды топлива	0	0	0	0	13
на выработку тепловой энергии	3655	3669	4089	4055	4141
в том числе:	-	-	-	-	-
газ природный	2272	2319	2642	2642	2725
уголь	756	715	787	767	768
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	211	229	234	234	234
газ доменный	416	407	425	412	414
прочие виды топлива	0	0	0	0	0
Расход топлива на котельных, в том числе:	2706	2644	2643	2595	2668
газ природный	1953	1943	1955	1931	2006
уголь	650	599	585	561	565
нефтетопливо	77	77	77	77	70
газ коксовый	0	0	0	0	0
газ доменный	0	0	0	0	0
прочие виды топлива	26	26	26	26	26
Всего затраты топлива электростанций и котельных	15381	15538	15873	16190	16538
газ природный	10439	10752	11087	11407	11749
уголь	3471	3315	3315	3311	3311
нефтетопливо	77	77	77	77	70
газ коксовый	342	342	342	342	342
газ доменный	1027	1027	1027	1027	1027
прочие виды топлива	26	26	26	26	39

Несмотря на снижение общего потребления тепловой энергии в конечном потреблении (у потребителей), существует несколько причин, которые приводят к росту расхода топлива на источниках тепловой энергии:

снижение величины сальдо-перетока и большая выработка электрической энергии собственными (расположенными на территории Челябинской области) источниками электрической мощности;

увеличение расхода топлива на котельных с постепенным снижением эффективности преобразования топлива на них в тепловую энергию;

рост учитываемых потерь тепловой энергии при ее передаче от источников к потребителям.

20. Единый топливно-энергетический баланс Челябинской области за предшествующие пять лет.

Единый топливно-энергетический баланс (далее именуется – ЕТЭБ) Челябинской области за 2015-2019 годы приведен в таблицах 48 – 52. ЕТЭБ Челябинской области приведен в форматах, установленных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 г. № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации и муниципальных образований».

Анализ данных по среднему КИТТ выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области при выработке теплоты на ТЭЦ показывает, что он (КИТТ) изменялся с 67 процентов в 2015 году до 85 процентов в 2019 году, а на котельных КИТТ изменялся с 79 процентов в 2015 году до 81 процента в 2019 году.

Общая эффективность выработки тепловой энергии с учетом ее относительных долей выработки в комбинированном цикле на ТЭЦ и в котельных составила около 83 процентов.

Таблица 48

ЕТЭБ Челябинской области за 2015 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	370	0	0	0	0	0	0		47	0	0	0	417
Ввоз (импорт)	13209	7	1673	17986	203	0	0	100	0	0	1525	0	34704
Вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
Изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление первичной энергии	13579	7	1673	17986	203	0	0	100	26	0	1525	0	35099
Невязка баланса	381	0	-15	0	0	0	-6	1	0	0	-21	-550	-211
Преобразование всего	-12150	-7	-70	-10439	-203	2643	4357	0	-26	0	2536	5083	-8276
Преобразование в другие виды энергии	-3782	-7	-70	-10439	0	-342	-1027	0	-26	0	2536	5083	-8073
Преобразование в другие виды топлива	-8368	0	0	0	-203	2985	5384	0	0		0	0	-203
Электроэнергия, всего	-2164	0	0	-5971	0	-133	-587	0	0	0	2920	0	-5936
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-685	0	0	-1891	0	0	0	0	0		841	0	-1735
ТЭЦ	-1478	0	0	-4080	0	-133	-587		0		2079	0	-4201
Тепловая энергия, всего	-1619	-7	-70	-4468	0	-208	-440		-26		0	5790	-1047
ТЭЦ	-858	0	0	-2367	0	-208	-440	0	0		0	3340	-533
Котельные, всего	-761	-7	-70	-2100	0	0	0	0	-26		0	2450	-514
Преобразование в другие виды топлива	-8368	0	0	0	-203	2985	5384	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-8368				5384	2985							0
доменное производство	0	0	0	0	-5587		5384						-203

собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	-190	-190
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0		-384	-517	-901
конечное потребление	1048	0	1618	7547	0	2643	4363	100	0		4082	5633	29048
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	34	0	0	0	1	0		48	153	338
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	3
промышленность	506	0	456	6613	0	0	4357	4	0		2974	2442	17352
строительство	2	0	97	18	0	0	0	0	0		29	96	241
транспорт и связь	4	0	176	28	0	0	0	2	0		379	90	678
прочие виды деятельности	309	0	123	23	0	0	0	4	0		273	603	1336
Население	11	0	665	831	0	0	0	88	0		379	2249	4224
Неэнергетические нужды	213	0	0	0	0	2643	6	1	0		0	0	2864

Таблица 49

ЕТЭБ Челябинской области за 2016 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	366	0	0	0	0	0	0		47	0	0	0	413
Ввоз (импорт)	12535	7	1718	17758	203	0	0	100	0	0	1060	0	33381
Вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
Изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление первичной энергии	12901	7	1718	17758	203	0	0	100	26	0	1060	0	33773
Невязка баланса	378	0	53	0	0	0	-6	1	0	0	-25	-527	-126
Преобразование всего	-11385	-7	-70	-10439	-203	2243	4303	0	-26	0	2957	4963	-7664
Преобразование в другие виды энергии	-3471	-7	-70	-10439	0	-342	-1027	0	-26	0	2957	4963	-7461
Преобразование в другие виды топлива	-7914	0	0	0	-203	2584	5330	0	0		0	0	-203
Электроэнергия, всего	-2083	0	0	-6263	0	-131	-616	0	0	0	3341	0	-5752
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-750	0	0	-2256	0	0	0	0	0		1191	0	-1815
ТЭЦ	-1332	0	0	-4007	0	-131	-616		0		2150	0	-3937
Тепловая энергия, всего	-1388	-7	-70	-4176	0	-210	-411		-26		0	5694	-594
ТЭЦ	-746	0	0	-2242	0	-210	-411	0	0		0	3316	-293
Котельные, всего	-643	-7	-70	-1933	0	0	0	0	-26		0	2378	-301
преобразование в другие виды топлива	-7914	0	0	0	-203	2584	5330	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-7914				5330	2584							0
доменное производство	0	0	0	0	-5533		5330						-203

собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	-186	-186
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0		-384	-545	-929
конечное потребление	1139	0	1595	7319	0	2243	4309	100	0		4042	5490	28250
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0		48	149	334
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	3
промышленность	550	0	440	6388	0	0	4303	4	0		2945	2380	17010
строительство	2	0	82	18	0	0	0	0	0		28	93	223
транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0		375	87	671
прочие виды деятельности	336	0	123	23	0	0	0	4	0		271	588	1345
население	12	0	672	828	0	0	0	88	0		375	2192	4167
неэнергетические нужды	232	0	0	0	0	2243	6	1	0		1	0	2482

Таблица 50

ЕТЭБ Челябинской области за 2017 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	362	0	0	0	0	0	0		47	0	0	0	409
Ввоз (импорт)	11842	7	1695	18031	203	0	0	100	0	0	638	0	32516
Вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
Изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление первичной энергии	12204	7	1695	18031	203	0	0	100	26	0	638	0	32904
Невязка баланса	373	0	33	0	0	0	-6	1	0	0	-24	-534	-157
Преобразование всего	-10730	-7	-70	-10752	-203	1798	4249	0	-26	0	3388	4901	-7453
Преобразование в другие виды энергии	-3315	-7	-70	-10752	0	-342	-1027	0	-26	0	3388	4901	-7250
Преобразование в другие виды топлива	-7415	0	0	0	-203	2139	5276	0	0		0	0	-203
Электроэнергия, всего	-2066	0	0	-6699	0	-116	-640	0	0	0	3772	0	-5749
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-939	0	0	-3045	0	0	0	0	0		1726	0	-2257
ТЭЦ	-1127	0	0	-3654	0	-116	-640		0		2046	0	-3492
Тепловая энергия, всего	-1249	-7	-70	-4053	0	-225	-387		-26		0	5620	-397
ТЭЦ	-679	0	0	-2202	0	-225	-387	0	0		0	3293	-201
Котельные, всего	-571	-7	-70	-1850	0	0	0	0	-26		0	2327	-196
Преобразование в другие виды топлива	-7415	0	0	0	-203	2139	5276	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-7416				5276	2139							0
доменное производство	0	0	0	0	-5479		5276						-203

собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	-184	-184
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0		-384	-535	-919
конечное потребление	1100	0	1592	7279	0	1798	4255	100	0		4049	5435	27624
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0		48	147	334
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	3
промышленность	531	0	438	6350	0	0	4249	4	0		2951	2356	16879
строительство	2	0	75	19	0	0	0	0	0		28	92	216
транспорт и связь	4	0	176	26	0	0	0	2	0		376	86	670
прочие виды деятельности	324	0	123	23	0	0	0	4	0		271	582	1328
население	12	0	678	826	0	0	0	88	0		376	2170	4150
неэнергетические нужды	224	0	0	0	0	1798	6	1	0		0	0	2029

Таблица 51

ЕТЭБ Челябинской области за 2018 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	358	0	0	0	0	0	0		47	3	3	0	411
Ввоз (импорт)	11570	7	1692	18493	203	0	0	100	0	0	1020	0	33085
Вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
Изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление первичной энергии	11928	7	1692	18493	203	0	0	100	26	0	1023	0	33472
Невязка баланса	369	0	19	0	0	0	-6	1	0	0	-17	-539	-173
Преобразование всего	-10465	-7	-70	-11075	-203	1585	4197	0	-26	0	3013	4799	-8251
Преобразование в другие виды энергии	-3315	-7	-70	-11075	0	-342	-1027	0	-26	-3	3013	4799	-8052
Преобразование в другие виды топлива	-7150	0	0	0	-203	1926	5224	0	0		0	0	-203
Электроэнергия, всего	-1951	0	0	-6519	0	-108	-605	0	0	-3	3397	0	-5789
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	3	0	0
КЭС	-901	0	0	-3010	0	0	0	0	0		1585	0	-2325
ТЭЦ	-1050	0	0	-3509	0	-108	-605		0		1809	0	-3464
Тепловая энергия, всего	-1364	-7	-70	-4556	0	-233	-422		-26		0	5506	-1172
ТЭЦ	-781	0	0	-2610	0	-233	-422	0	0		0	3270	-777
Котельные, всего	-582	-7	-70	-1945	0	0	0	0	-26		0	2236	-394
Преобразование в другие виды топлива	-7150	0	0	0	-203	1926	5224	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-7150				5224	1926							0
доменное производство	0	0	0	0	-5427		5224						-203

собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	-181	-181
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0		-384	-526	-910
конечное потребление	1094	0	1603	7418	0	1585	4203	100	0		4053	5338	27410
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	36	0	0	0	1	0		48	145	332
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	3
промышленность	528	0	447	6490	0	0	4197	4	0		2954	2314	16934
строительство	2	0	70	20	0	0	0	0	0		28	91	211
транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0		376	85	669
прочие виды деятельности	323	0	123	23	0	0	0	4	0		272	572	1316
население	12	0	685	823	0	0	0	88	0		376	2132	4115
неэнергетические нужды	222	0	0	0	0	1585	6	1	0		0	0	1814

Таблица 52

ЕТЭБ Челябинской области за 2019 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый искусственный	Газ доменный искусственный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
Производство	350	0	0	0	0	0	0		47	13	13	0	422
Ввоз (импорт)	11388	7	1718	19483	203	0	0	100	0	0	865	0	33764
Вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-21
Изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление первичной энергии	11738	7	1718	19483	203	0	0	100	26	0	877	0	34152
Невязка баланса	361	0	4	0	0	0	-6	1	0	0	-1	-537	-178
Преобразование всего	-10248	-7	-70	-11749	-203	1476	4093	0	-26	0	3140	4718	-8876
Преобразование в другие виды энергии	-3311	-7	-70	-11749	0	-342	-1027	0	-26	-13	3140	4718	-8686
Преобразование в другие виды топлива	-6937	0	0	0	-203	1818	5120	0	0		0	0	-203
Электроэнергия, всего	-1978	0	0	-7018	0	-108	-613	0	0	-13	3524	0	-6205
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-13	13	0	0
КЭС	-935	0	0	-3318	0	0	0	0	0		1640	0	-2612
ТЭЦ	-1043	0	0	-3700	0	-108	-613		0		1871	0	-3592
Тепловая энергия, всего	-1334	-7	-70	-4732	0	-234	-414		-26		0	5404	-1412
ТЭЦ	-768	0	0	-2725	0	-234	-414	0	0		0	3224	-916
Котельные, всего	-565	-7	-70	-2006	0	0	0	0	-26		0	2179	-495
Преобразование в другие виды топлива	-6937	0	0	0	-203	1818	5120	0	0		0	0	-203
коксохимическое производство	-6937				5120	1818							0
доменное производство	0	0	0	0	-5323		5120						-203

собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	-178	-178
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0		0		-384	-507	-892
конечное потребление	1128	0	1643	7734	0	1476	4099	100	0		4019	5255	27473
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0		48	142	328
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	3
промышленность	545	0	469	6810	0	0	4093	4	0		2929	2297	17145
строительство	2	0	75	22	0	0	0	0	0		28	89	216
транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0		373	84	665
прочие виды деятельности	333	0	123	23	0	0	0	4	0		269	563	1315
население	12	0	699	817	0	0	0	88	0		373	2080	4069
неэнергетические нужды	229	0	0	0	0	1476	6	1	0		0	0	1713

III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Челябинской области

21. Общие сведения.

Челябинская область – одна из самых энергоемких в Российской Федерации – потребление электроэнергии составляет 35584 млн. кВт·ч в год (по данным за 2019 год).

По производству электроэнергии в 2019 году энергосистема Челябинской области заняла третье место в Уральском федеральном округе (28551,6 млн. кВт·ч или 15,1 процента).

Балансовая ситуация по электрической энергии на текущий период (2020 год) прогнозируется следующей: потребление электроэнергии по территории Челябинской области планируется в размере 35795 млн. кВт·ч, выработка электроэнергии электрическими станциями, расположенными на территории Челябинской области, ожидается в размере 29844 млн. кВт·ч. Дефицит электрической энергии по территории Челябинской области покрывается передачей электрической энергии из соседних энергосистем (5951 млн. кВт·ч).

На текущий период недопустимых отклонений напряжений в сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области не зафиксировано.

На текущий период несоответствие фактических условий эксплуатации оборудования требованиям нормативно-технической документации на территории Челябинской области не выявлено.

В разделе V настоящей СиПРЭ Челябинской области при анализе отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области, а также в разделе VI «Развитие электросетевых объектов» будет рассмотрена необходимость и целесообразность реконструкции электросетевых объектов и предложены альтернативные мероприятия (в случае такой возможности).

22. Электроснабжение отдельных территорий.

Дополнительно в СиПРЭ Челябинской области рассмотрены вопросы электроснабжения Челябинской городской агломерации и прилегающей территории интенсивного развития, южной части Магнитогорского городского округа, Локомотивного городского округа, Озерского городского округа, Снежинского городского округа, Трехгорного городского округа, Красноармейского, Саткинского, Пластовского, Сосновского и Увельского муниципальных районов Челябинской области в рамках прогноза «b», представленного Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области в разделе VI СиПРЭ Челябинской области.

IV. Основные направления развития электроэнергетики Челябинской области

23. Цели и задачи развития электроэнергетики Челябинской области.

Основной целью развития электроэнергетики Челябинской области является развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию.

Основными задачами развития электроэнергетики Челябинской области являются:

размещение новых и реконструкция существующих линий электропередачи, а также подстанций и генерирующих мощностей для обеспечения:

баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме;

выдачи мощности электрических станций;

недопущения ограничения пропускной способности электрических сетей энергосистемы Челябинской области;

надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Челябинской области;

скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей.

24. Уровни спроса на электрическую энергию и мощность по территории Челябинской области в целом и по отдельным энергорайонам, узлам нагрузки на текущий период.

Уровни спроса на электроэнергию и мощность энергосистемы Челябинской области приведены по данным последнего обработанного на текущий момент отчетного периода, а именно на 2019 год.

В таблицах 53 и 54 представлено фактическое потребление электроэнергии и мощности в 2019 году по всей территории энергосистемы Челябинской области, а также по наиболее крупным ее энергорайонам и энергоузлам.

Таблица 53

Потребление электроэнергии по энергосистеме Челябинской области за 2019 год

Энергорайон	Электропотребление	
	млн. кВт·ч	процентов
территория	35584,0	100,0
всего по энергорайонам	32789,0	92,1
в том числе:	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	4085,0	11,5
Ашинский энергорайон	856,4	2,4
Карталинский энергорайон	1113,4	3,1
Магнитогорский энергорайон	9107,1	25,6
Челябинский энергорайон	13308,2	37,4

в том числе:	-	-
Металлургический энергорайон	2582,2	7,3
Сосновский энергорайон	1344,5	3,8
энергорайон ЧТЭЦ-4	1411,5	4,0
энергорайон ЧТЭЦ-1	2520,0	7,1
энергорайон ЧЭМК	3360,5	9,4
Северный энергорайон	2382,4	6,7
Троицкий энергорайон	914,6	2,6
Еманжелинский энергорайон	1021,9	2,9

Таблица 54

Максимальное потребление мощности по энергосистеме Челябинской области за 2019 год

Энергорайон	Потребление мощности на час максимума 2019 года	
	зимний максимум 05 февраля 2019 года, 11-00 (мск)	
	МВт	процентов
территория	5129,8	100,0
всего по энергорайонам	4735,9	92,3
в том числе:	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	576,7	11,2
Ашинский энергорайон	146,5	2,9
Карталинский энергорайон	219,5	4,3
Магнитогорский энергорайон	1288,1	25,1
Челябинский энергорайон	1921,2	37,5
в том числе:	-	-
Металлургический энергорайон	384,1	7,5
Сосновский энергорайон	189,4	3,7
энергорайон ЧТЭЦ-4	162,6	3,2
энергорайон ЧТЭЦ-1	369,9	7,2
энергорайон ЧТЭЦ-2	96,2	1,9
энергорайон ЧЭМК	576,8	11,2
Северный энергорайон	317,2	6,2
Троицкий энергорайон	115,0	2,2
Еманжелинский энергорайон	151,8	3,0

В результате анализа данных, представленных в таблицах 53 и 54, выявлено, что наибольшую долю потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Челябинской области составляет Челябинский энергорайон (около 37-38 процентов от суммарного потребления электроэнергии), за ним следует Магнитогорский энергорайон (около 25-26 процентов от суммарного потребления электроэнергии).

На основании представленных выше данных сформированы уровни спроса на электрическую энергию и мощность по территории Челябинской области в целом и по отдельным энергорайонам, узлам нагрузки на текущий период – 2020 год.

Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по территории в целом и отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2020 году представлен в таблице 55.

Таблица 55

Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по отдельным энергорайонам Челябинской области в 2020 году

Энергорайон	Электрическая энергия, млн. кВт·ч
территория	35795,0
процентов по отношению к предыдущему году	0,6
всего по энергорайонам	32983,9
в том числе:	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	4109,3
Ашинский энергорайон	861,5
Карталинский энергорайон	1120,0
Магнитогорский энергорайон	9161,2
Челябинский энергорайон	13387,3
в том числе:	-
Металлургический энергорайон	2597,5
Сосновский энергорайон	1352,5
энергорайон ЧТЭЦ-4	1419,9
энергорайон ЧТЭЦ-1	2534,9
энергорайон ЧЭМК	3380,4
Северный энергорайон	2396,5
Троицкий энергорайон	920,1
Еманжелинский энергорайон	1028,0
Выработка электроэнергии	29844,1
в том числе:	-
АЭС	0
ГЭС	0
ТЭС	29844,1
ВИЭ	0
сальдо	5950,9

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2019 году представлен в таблице 56.

Таблица 56

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2020 году

Энергорайон	Электрическая мощность, МВт
территория	5190,0
процентов по отношению к предыдущему году	1,2
всего по энергорайонам	4929,9
в том числе:	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	621,1

Ашинский энергорайон	143,0
Карталинский энергорайон	189,0
Магнитогорский энергорайон	1403,5
Челябинский энергорайон	1966,1
в том числе:	-
Металлургический энергорайон	372,9
Сосновский энергорайон	183,9
энергорайон ЧТЭЦ-4	178,8
энергорайон ЧТЭЦ-1	362,7
энергорайон ЧТЭЦ-2	102,2
энергорайон ЧЭМК	572,2
Северный энергорайон	318,6
Троицкий энергорайон	111,1
Еманжелинский энергорайон	177,5
установленная мощность станций	6258,3
в том числе:	-
АЭС	0
ГЭС	0
ТЭС	6258,3
ВИЭ	0

25. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период (с разбивкой по годам) по территории Челябинской области с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов.

На основании прогноза, разрабатываемого АО «СО ЕЭС».

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на 2021 – 2025 годы (вариант «а») в соответствии с техническим заданием к СиПРЭ Челябинской области составлен на основе проекта СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы, разрабатываемого АО «СО ЕЭС», и представлен в таблице 57.

Таблица 57

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на 2021 – 2025 годы

Наименование показателя, единица измерения	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	За период
потребление мощности, МВт	5 260	5 304	5 368	5 401	5 420	-
абсолютный прирост потребления мощности, МВт	70	44	64	33	19	160
прирост потребления мощности, процентов	1,3	0,8	1,2	0,6	0,4	3,0
потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	36 180	36 484	36 913	37 237	37 263	-
абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн. кВт·ч	385	304	429	324	26	1 083
прирост потребления электроэнергии, процентов	1,1	0,8	1,2	0,9	0,1	3,0

Сценарий прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется

среднегодовым темпом 0,8 процента в 2021-2025 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2021-2025 годов составляет 160 МВт.

Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом 0,7 процента в 2021-2025 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2021-2025 годов составляет 1 083 млн. кВт·ч.

Прогнозное изменение потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на 2021 – 2025 годы в графическом виде представлено на рисунках 22 и 23.

На рисунках 22 и 23 приведена справочная информация о динамике изменения прогноза потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области в соответствии с СиПРЭ Челябинской области на 2020-2024 годы, утвержденной в 2019 году. Текущее прогнозное изменение потребления мощности на 2021-2025 годы – уменьшение на 84 – 131 МВт в период 2021-2025 годов. Прогнозное потребления электроэнергии ниже ранее прогнозируемого на 736-1050 млн. кВт·ч.

Рисунок 22

Прогнозное изменение потребления мощности энергосистемы Челябинской области на 2021 – 2025 годы

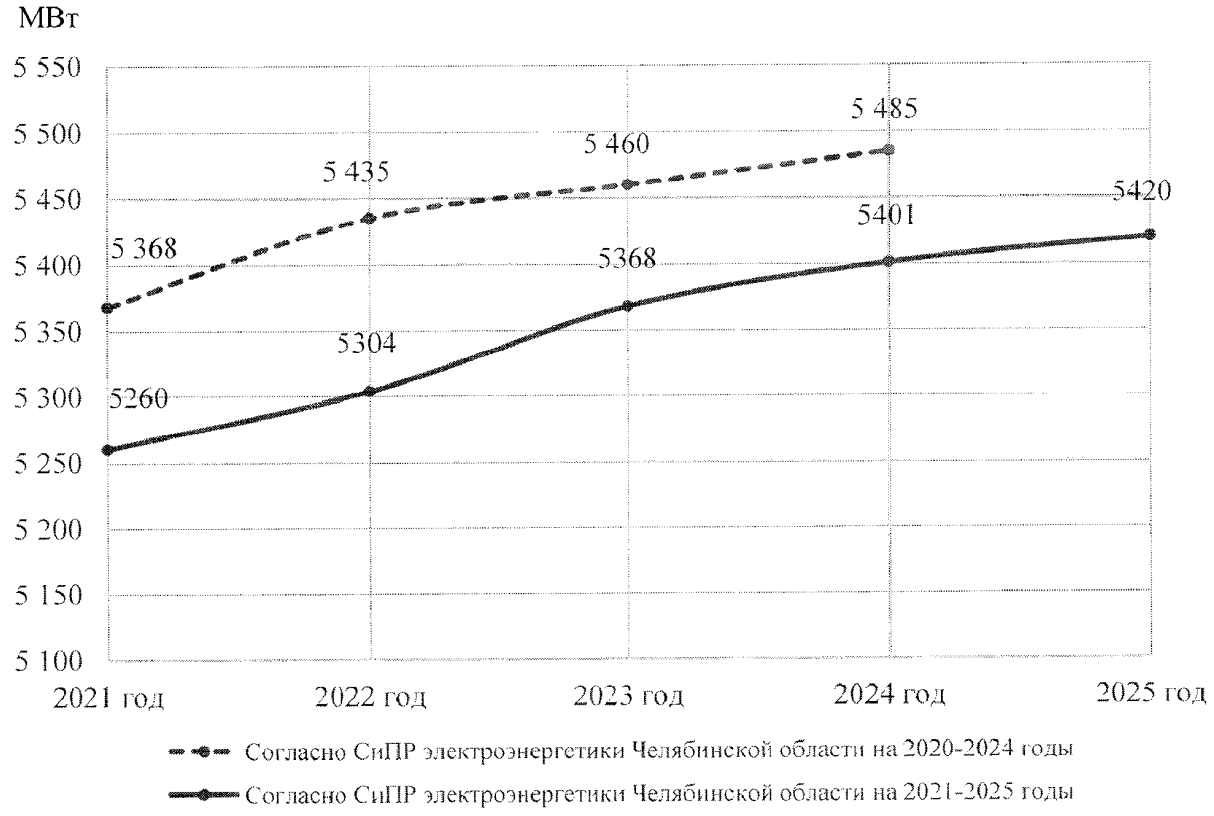
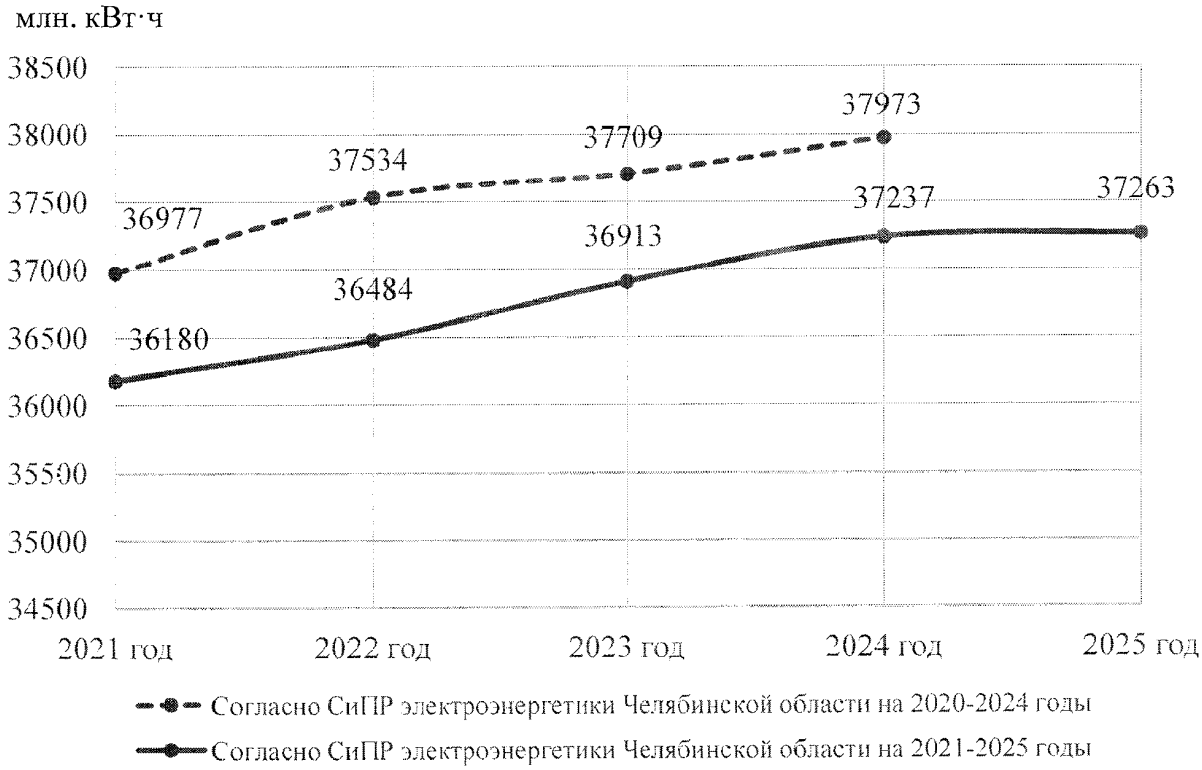


Рисунок 23

Прогнозное изменение потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2021 – 2025 годы



На основании данных Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области (вариант «b» в соответствии с техническим заданием к СиПРЭ Челябинской области) по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области принят равным варианту «а», разрабатываемому АО «СО ЕЭС».

Перечень крупных потребителей электрической энергии (существующих и перспективных) энергосистемы Челябинской области (мощностью не менее 1 процента от потребления Челябинской области) с указанием максимальной прогнозной мощности по ним на 2020-2025 годы представлен в таблице 58. Дополнительно в таблице указаны прочие перспективные потребители с мощностью менее 1 процента от потребления региона (на основе договоров на осуществление технологического присоединения).

Таблица 58

Перечень крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области с указанием максимальной мощности на 2020-2025 годы

Наименование потребителя	Максимальная прогнозная мощность, МВт					
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
существующие потребители						
ПАО «ММК»	1078,9	1091,7	1118,6	1177,7	1185,9	1173,0

АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	460	460	460	460	460	460
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	315	315	315	315	315	315
ПАО «Челябинский цинковый завод»	120	120	120	120	120	120
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	30	30	30	30	30	30
ФГУП «ПО «Маяк»	49	49	49	49	49	49
ПАО «Ашинский металлургический завод»	102	102	102	102	102	102
АО «Михеевский ГОК»	134	134	134	134	134	134
ООО «Агропарк Урал»	59,65	59,65	59,65	59,65	59,65	59,65
перспективные потребители						
Томинский ГОК (АО «Томинский ГОК»)	251,8	251,8	251,8	251,8	251,8	251,8
ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»	-	144	144	144	144	144
ООО Индустриальный парк «Станкомаш»	-	60	60	60	60	60
ПАО «Ашинский металлургический завод» (ПС 110 кВ ГПП-3)	-	55	55	55	55	55
перспективные потребители с мощность менее 1 процента от потребления региона						
ООО «Муллит»	-	20	20	20	20	20
ООО «Троицкий металлургический завод»	35	35	35	35	35	35
ПАО «ММК» (ПС 110 кВ 15)	-	0,256	20,335	20,335	20,335	20,335
МКУ «Управление капитального строительства» Озёрского городского округа (ПС 110 кВ Новогорная)	25	25	25	25	25	25

26. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на пятилетний период (с разбивкой по годам) с детализацией электропотребления, максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы (энергорайонам) Челябинской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1 процента потребления Челябинской области. Структура электропотребления по энергорайонам, крупным городам.

Прогноз потребления электроэнергии по годам с детализацией электропотребления по отдельным частям энергосистемы (энергорайонам) представлен в таблице 59. Прогноз составлен в соответствии с проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы.

Таблица 59

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области

Энергорайон	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч				
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 Год
территория	36180,0	36484,0	36913,0	37237,0	37263,0
всего по энергорайонам	33338,6	33618,9	34014,2	34312,7	34336,5

в том числе:	-	-	-	-	
Златоустовско-Миасский энергорайон	4153,5	4188,4	4237,7	4274,9	4277,9
в том числе:	-	-	-	-	
город Златоуст	893,0	900,5	911,1	919,1	919,7
город Миасс	1100,7	1109,9	1123,0	1132,8	1133,6
Ашинский энергорайон	870,7	878,1	888,4	896,2	896,8
Карталинский энергорайон	1132,0	1141,5	1155,0	1165,1	1165,9
Магнитогорский энергорайон	9259,8	9337,6	9447,4	9530,3	9536,9
в том числе:	-	-	-	-	-
город Магнитогорск	8657,9	8730,6	8833,3	8910,8	8917,0
Челябинский энергорайон	13531,3	13645,0	13805,4	13926,6	13936,3
в том числе:	-	-	-	-	-
город Челябинск	11772,2	11871,1	12010,7	12116,1	12124,6
город Копейск	706,3	712,3	720,6	727,0	727,5
Металлургический энергорайон	2625,5	2647,5	2678,7	2702,2	2704,1
Сосновский энергорайон	1367,0	1378,5	1394,7	1407,0	1407,9
энергорайон ЧТЭЦ-4	1435,2	1447,2	1464,3	1477,1	1478,1
энергорайон ЧТЭЦ-1	2562,2	2583,7	2614,1	2637,1	2638,9
энергорайон ЧЭМК	3416,8	3445,5	3486,0	3516,6	3519,1
Северный энергорайон	2422,3	2442,7	2471,4	2493,1	2494,8
Троицкий энергорайон	930,0	937,8	948,8	957,1	957,8
Еманжелинский энергорайон	1039,0	1047,8	1060,1	1069,4	1070,1
процентов по отношению к предыдущему году	1,1	0,8	1,2	0,9	0,1
выработка электроэнергии	30297,3	30475,3	30725,5	30829,9	30876,6
в том числе:	-	-	-	-	-
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	30297,3	30475,3	30725,5	30829,9	30876,6
ВИЭ	0	0	0	0	0
сальдо*	5882,7	6008,7	6187,5	6407,1	6386,4

* (–) – выдача электрической энергии,

(+) – получение электрической энергии энергосистемой.

Разбивка прогнозного потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2021-2025 годы выполнена на основе фактического потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2019 год.

Прогноз изменения максимального потребления мощности энергосистемы Челябинской области с детализацией по энергорайонам представлен в таблице 60.

Таблица 60

Прогноз изменения максимального потребления мощности энергосистемы Челябинской области

Энергорайон	Потребление мощности, МВт				
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
территория	5260,0	5304,0	5368,0	5401,0	5420,0
процентов по отношению к предыдущему году	1,3	0,8	1,2	0,6	0,4

всего по энергорайонам	5040,2	5139,6	5244,0	5273,9	5292,6
в том числе:	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	634,2	645,1	655,7	663,1	663,9
в том числе:	-	-	-	-	-
город Златоуст	126,8	127,9	129,4	130,2	130,7
город Миасс	157,0	158,3	160,2	161,2	161,8
Ашинский энергорайон	153,7	164,3	174,8	181,9	182,1
Карталинский энергорайон	189,2	189,3	189,3	189,5	189,7
Магнитогорский энергорайон	1417,6	1431,0	1437,0	1443,5	1450,8
в том числе:	-	-	-	-	-
город Магнитогорск	1252,0	1262,5	1277,7	1285,5	1290,1
Челябинский энергорайон	1974,8	1989,9	2011,0	2019,3	2028,8
в том числе:	-	-	-	-	-
город Челябинск	1711,5	1725,8	1725,8	1757,4	1763,6
город Копейск	118,0	119,0	119,0	121,2	121,6
Металлургический энергорайон	373,3	373,5	373,6	373,8	374,3
Сосновский энергорайон	184,1	184,2	184,2	184,3	184,6
энергорайон ЧТЭЦ-4	179,0	179,1	179,1	179,2	179,5
энергорайон ЧТЭЦ-1	363,0	363,2	363,3	363,6	364,0
энергорайон ЧТЭЦ-2	102,3	102,3	102,3	102,4	102,5
энергорайон ЧЭМК	579,7	587,0	587,1	587,5	588,2
Северный энергорайон	329,4	329,6	329,7	329,9	330,3
Троицкий энергорайон	149,7	184,7	219,7	219,8	219,9
Еманжелинский энергорайон	191,6	205,7	226,8	226,9	227,1
установленная мощность электростанций	5773,3	5773,3	5773,3	5773,3	5773,3
в том числе:	-	-	-	-	-
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5773,3	5773,3	5773,3	5773,3	5773,3
ВИЭ	0	0	0	0	0

Перечень крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области (не менее 1 процента от потребления региона) с указанием максимальной прогнозной мощности по ним на 2021-2025 годы был представлен выше в таблице 58.

27. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период.

Структура прогнозного баланса мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы на перспективный период представлена в таблице 61. Сводный прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы на перспективный период представлен на рисунке 24. При формировании перспективных балансов мощности энергосистемы Челябинской области потребность в производстве электроэнергии определялась с учетом сальдо-перетоков с соседними энергосистемами.

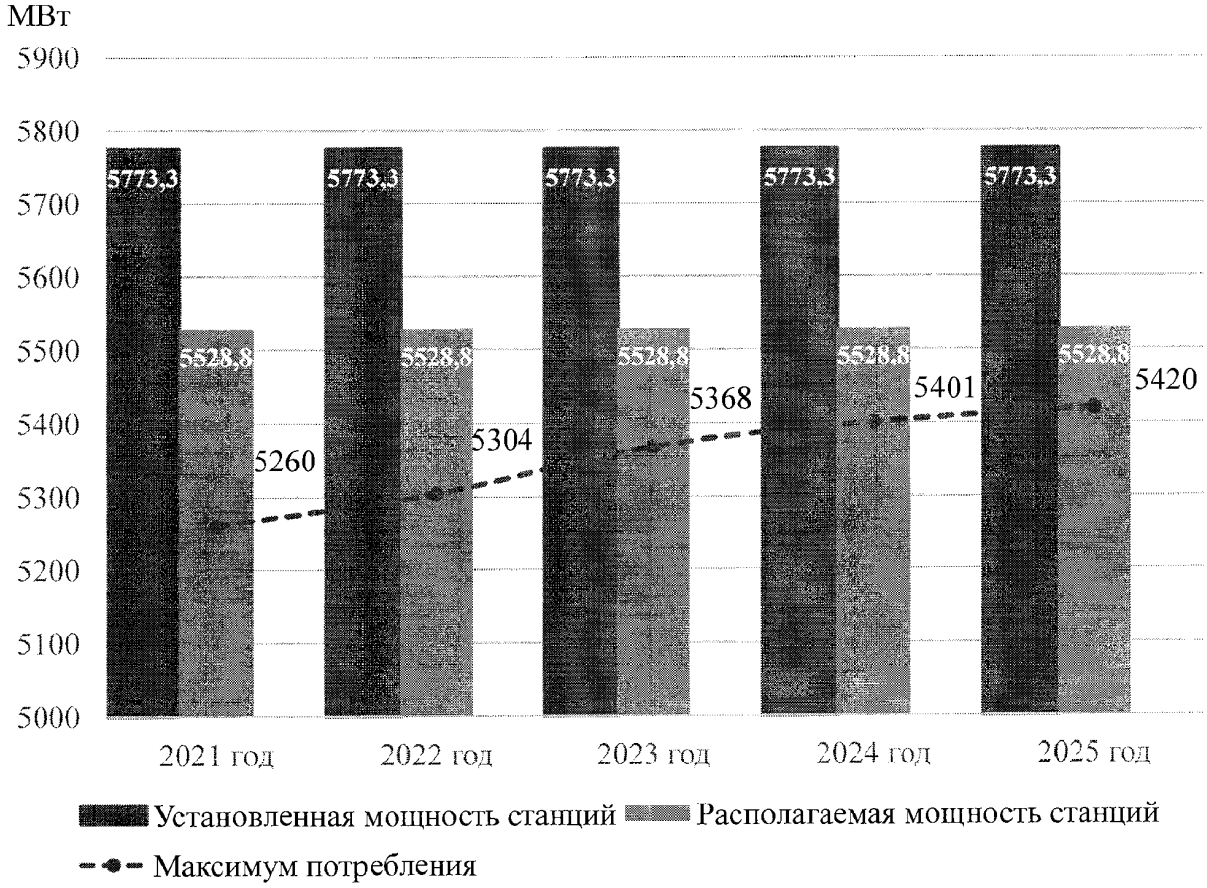
Таблица 61

Прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности, МВт				
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
установленная мощность	5773,3	5773,3	5773,3	5773,3	5773,3
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5773,3	5773,3	5773,3	5773,3	5773,3
ВИЭ	0	0	0	0	0
ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	244,5	244,5	244,5	244,5	244,5
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	244,5	244,5	244,5	244,5	244,5
ВИЭ	0	0	0	0	0
располагаемая мощность (1-2)	5528,8	5528,8	5528,8	5528,8	5528,8
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5528,8	5528,8	5528,8	5528,8	5528,8
ВИЭ	0	0	0	0	0
максимум потребления	5260,0	5304,0	5368,0	5401,0	5420,0
процент прироста по отношению к предыдущему году	1,3	0,8	1,2	0,6	0,4
дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	268,8	224,8	160,8	127,8	108,8

Рисунок 24

Прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы



В результате планируемых изменений генерирующей мощности баланс мощности энергосистемы Челябинской области прогнозируется избыточным в 2021-2025 годах.

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 5-летний период представлен в таблице 62 и на рисунке 25.

Таблица 62

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области

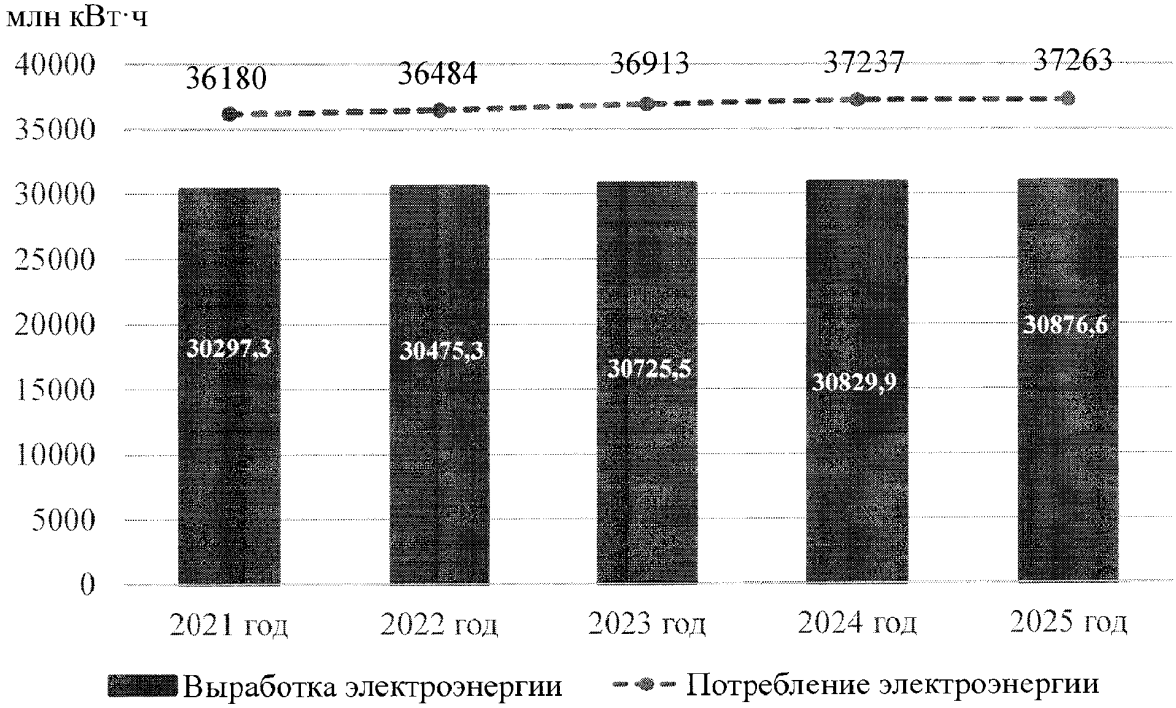
Наименование показателя	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч				
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
потребление электроэнергии на территории Челябинской области	36180,0	36484,0	36913,0	37237,0	37263,0
выработка электроэнергии на территории Челябинской области	30297,3	30475,3	30725,5	30829,9	30876,6
сальдо*	5882,7	6008,7	6187,5	6407,1	6386,4

* (–) – выдача электрической энергии энергосистемой Челябинской области.

(+) – получение электрической энергии энергосистемой Челябинской области.

Рисунок 25

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области



28. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период в соответствии с разработанными схемами теплоснабжения поселений Челябинской области.

Перспективный спрос (полезный отпуск и потребление) на тепловую энергию на пятилетний период (отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ и котельных), включая системы теплоснабжения крупных поселений, приведен в таблице 63. Он сформирован на базе оценок балансов тепловой энергии по каждому источнику тепловой энергии (за исключением индивидуальных теплогенераторов).

Таблица 63

Перспективный спрос на тепловую энергию на 5-летний период, тыс. Гкал

Городские округа/ муниципальные районы	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Верхнеуфалейский городской округ	366	368	365	363	365	367
Златоустовский городской округ	2051	2061	2045	2033	2045	2054
Карабашский городской округ	171	172	171	170	171	172
Копейский городской округ	1115	1121	1112	1105	1112	1117
Кыштымский городской округ	514	517	513	510	513	515
Локомотивный городской округ	35	35	35	35	35	35
Магнитогорский городской округ	5660	5688	5642	5608	5642	5666
Миасский городской округ	2034	2044	2028	2016	2028	2037
Озерский городской округ	1900	1910	1895	1884	1895	1903

Снежинский городской округ	1078	1083	1074	1068	1074	1079
Трехгорный городской округ	688	691	685	681	685	688
Троицкий городской округ	576	579	574	571	574	576
Усть-Катавский городской округ	319	321	318	316	318	319
Чебаркульский городской округ	307	309	307	305	307	308
Челябинский городской округ с внутригородским делением	11916	11976	11880	11809	11880	11931
Южноуральский городской округ	421	423	420	417	420	422
всего городские округа, в том числе:	29151	29298	29064	28891	29064	29189
отопление	20697	20802	20635	20513	20635	20724
вентиляция	1866	1904	1889	1878	1889	1897
горячее водоснабжение	5276	5567	5522	5489	5522	5546
технология	1312	1025	1017	1011	1017	1022
Агаповский муниципальныйрайон	254	255	253	251	253	254
Аргаяшский муниципальный район	144	145	144	143	144	145
Ашинский муниципальный район	1057	1062	1054	1048	1054	1059
Брединский муниципальный район	85	85	84	83	83	83
Варненский муниципальный район	66	66	65	65	65	65
Верхнеуральский муниципальный район	157	158	157	156	157	158
Еманжелинский муниципальный район	495	497	493	490	493	495
Еткульский муниципальный район	157	158	157	156	157	158
Карталинский муниципальный район	369	371	368	366	368	370
Каслинский муниципальный район	362	364	361	359	361	363
Катав-Ивановский муниципальный район	274	275	273	271	273	274
Кизильский муниципальный район	65	65	64	64	64	64
Коркинский муниципальный район	708	712	706	702	706	709
Красноармейский муниципальный район	250	251	249	248	249	250
Кунашакский муниципальный район	177	178	177	176	177	178
Кусинский муниципальный район	271	272	270	268	270	271
Нагайбакский муниципальный район	143	144	143	142	143	144
Нязепетровский муниципальный район	136	137	136	135	136	137
Октябрьский муниципальный район	59	59	59	59	59	59
Пластовский муниципальный район	163	164	163	162	163	164
Саткинский муниципальный район	941	946	938	932	938	938
Сосновский муниципальный район	343	345	342	340	342	343
Троицкий муниципальный район	43	43	43	43	43	43
Увельский муниципальный район	150	151	150	149	150	151
Уйский муниципальный район	125	126	125	124	125	126
Чебаркульский муниципальный район	131	132	131	130	131	132
Чесменский муниципальный район	32	32	32	32	32	32
всего по муниципальным районам, в том числе	7157	7193	7137	7094	7136	7169

отопление	5582	5611	5567	5533	5566	5592
вентиляция	167	168	167	166	167	168
горячее водоснабжение	670	673	668	664	668	671
технология	737	741	735	731	735	738
всего по Челябинской области	36308	36491	36201	35985	36200	36358
отопление	26280	26412	26202	26046	26202	26316
вентиляция	2033	2073	2056	2044	2056	2065
горячее водоснабжение	5946	6240	6190	6153	6190	6217
технология	2049	1766	1752	1742	1752	1760

29. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Челябинской области мощностью не менее 5 МВт на пятилетний период с указанием оснований включения в перечень каждого объекта с учетом максимального развития когенерации.

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Челябинской области на 2020-2025 годы, сформированный на основе проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы, представлен в таблице 64.

Таблица 64

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Челябинской области на 2020-2025 годы, сформированный на основе проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы

Электростанция	Изменение установленной мощности, МВт					
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Троицкая ГРЭС (ТГ-1,3)	-170 (2×85)*	-	-	-	-	-
Троицкая ГРЭС (Блок 8)	-	-485	-	-	-	-
ГПС Томинская, 51 КЭС газопоршневые (B35:40V20AG2)	206,8	-	-	-	-	-

* В соответствии с письмом ПАО «ОГК-2» № 01-41/18128 от 10.12.2019 блоки № 1 и № 3 Троицкой ГРЭС в работе до конца отопительного сезона 2020-2021 годов (может быть скорректирован по факту реализации замещающих мероприятий по обеспечению теплоснабжения потребителей).

V. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Челябинской области

30. Общие положения.

Расчеты и анализ электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области выполнялись отдельно по каждому из энергорайонов.

Существующие и перспективные балансы мощности и электроэнергии по энергосистеме Челябинской области и отдельно по энергорайонам до 2025 года, а также перспективное развитие энергорайонов описаны выше в разделах II и IV.

Перечень основных вводов электросетевых объектов 220 кВ и выше, учтенных в расчетных моделях энергосистемы Челябинской области, представлен в таблице 65.

Таблица 65

Вводы электросетевых объектов 220 кВ и выше, учтенные в расчетных моделях

Электросетевой объект	Параметры объекта	Год	Тип мероприятия	Источник информации
реконструкция ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Карталы 220 и ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - ПС 90 № 1, 2 со строительством участков ВЛ на территории Российской Федерации ориентировочной протяженностью 120 километров	120 километров	2021*	реновация основных фондов	проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы
реконструкция ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Троицкая ГРЭС и ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2 со строительством участков ВЛ на территории Российской Федерации ориентировочной протяженностью 91 километр	91 километр	2021*	реновация основных фондов	проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторных групп 500/220/10 кВ мощностью 3х167 МВА на две автотрансформаторные группы мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА, двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА без изменения трансформаторной	2х501 МВА 2х250 МВА 2х56 Мвар	2022	реновация основных фондов	проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы

мощности и заменой двух БСК 110 кВ мощностью 56 Мвар				
строительство ПС 220 кВ Медная трансформаторной мощностью 200 МВА (2х100 МВА)	2х100 МВА	2020	новый ввод	проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы. Обеспечение технологического присоединения генерирующего оборудования и потребителей (АО «Томинский ГОК»)
строительство заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная ориентировочной протяженностью 6,3 километра (1х3,1 километра, 1х3,2 километра)	3,1 километра + 3,2 километра			
строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА)	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	2021	новый ввод	проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»)
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километра)	2х1 километр			
строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар	2х25 МВА БСК 33 Мвар	2021	новый ввод	проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Муллит»)
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	2х2,5 километра			

* Сроки реализации мероприятия будут уточнены по результатам разработки проектной документации.

Перечень вводов электросетевых объектов 110 кВ в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение, учтенных в расчетных моделях энергосистемы Челябинской области, представлен в таблице 66.

Таблица 66

Вводы электросетевых объектов 110 кВ в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение, учтенные в расчетных моделях

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/протяженность/мощность, кВ/километров/МВА	Год	Обоснование необходимости строительства
ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	Строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	2х63 МВА, 2х2 километра	2021	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО Индустриальный парк «Станкомаш»
ПС 110 кВ ГПП-3	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	2021	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Ашинский металлургический завод»
ПС 110 кВ Новогорная	Строительство ПС 110 кВ Новогорная, отпаек от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2, ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	2х25 МВА, 0,135+0,165 километра	2020	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств муниципального казённого учреждения «Управление капитального строительства» Озёрского городского округа
ПС 110 кВ 36	Реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2020	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «МЦОЗ»

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/протяженность/мощность, кВ/километров/МВА	Год	Обоснование необходимости строительства
ПС 110 кВ 15	Строительство ПС 110 кВ 15, КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15	2х40 МВА, 2х0,4 км БСК 190 Мвар (шины 110 кВ ПС 220 кВ 60)	2021	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса коксовой батареи № 12 КХП ПАО «ММК»
ПС 110 кВ Дизельная	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ. Строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2) С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь	2х0,87 километра	2020	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Троицкий металлургический завод»

Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Челябинской области выполнены для температурных условий в соответствии с пунктом 5.3 Национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденному приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19.11.2019 № 1196-ст (далее именуется – ГОСТ Р 58670-2019), а именно:

в летнем режиме при температуре + 30°С;

в летнем режиме при температуре + 19°С;

в зимнем режиме при температуре 0°С;

в зимнем режиме при температуре - 31°С.

31. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на зимний максимум и минимум 2019 года, летний максимум и летний минимум нагрузок 2019 года.

Проведен анализ параметров наиболее тяжелых послеаварийных режимов для режимов зимних максимальных и минимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок в Карталинском, Златоустовско – Миасском, Северном, Магнитогорском и Челябинском энергорайонах энергосистемы Челябинской области для отчетного потокораспределения 2019 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов для отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на зимний максимум и минимум 2019 года, летний максимум и летний минимум нагрузок 2019 года представлены в приложении 9.

В таблице 67 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от длительно допустимой токовой нагрузки (далее именуется – ДДТН)/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной и основных ремонтных схемах на зимний максимум и минимум 2019 года, летний максимум и летний минимум нагрузок 2019 года.

Таблица 67

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН/фактический ток, А/номинальных параметров, процентов							
			2019 год							
			зима максимум		зима минимум		лето максимум		лето минимум	
			процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	-	-	131	637	-	-
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	-	-	131	393	104	310
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	-	-	131	633	-	-
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	-	127	680	102	542	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	-	-	126	641	-	-

ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	-	-	125	563	106	478
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	-	-	124	646	-	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	-	-	123	639	-	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	-	-	123	638	-	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	-	-	123	638	-	-
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Курортная до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	-	-	118	603	-	-
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	-	-	-	-	118	499	-	-

ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	-	-	-	-	118	498	-	-
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	-	-	-	-	117	456	-	-
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до отпайки на ПС Северная)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ЧТЭЦ-4 до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	-	-	-	-	108	421	116	452
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до ПС Северная)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол №2 с отпайками (участок от отпайки на ПС ЧЭРЗ до отпайки на ПС Северная)	-	-	-	-	114	446	113	439
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	-	-	114	580	-	-
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (участок от отпайки на ПС ЧЭРЗ до отпайки на ПС Северная)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ЧТЭЦ-4 до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	-	-	-	-	104	404	113	441
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	-	-	111	576	-	-

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (участок от ПС Шагол до отпайки на ПС ЧЭРЗ)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ЧТЭЦ-4 до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	-	-	-	-	101	392	111	431
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	-	-	110	462	-	-
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ПС Северная до ПС ЧЭРЗ)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (участок от отпайки на ПС ЧЭРЗ до отпайки на ПС Северная)	-	-	-	-	107	417	108	422
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС Массивная)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	-	-	-	-	108	574	-	-
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	-	-	108	560	-	-
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ПС Аэродромная до ПС ЧЭРЗ)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ЧТЭЦ-4 до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	-	-	-	-	106	412	107	419
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Кисегач-т до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	-	-	105	536	-	-

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220	-	-	-	-	-	-	105	867
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220	-	-	-	-	-	-	104	861
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	-	-	-	104	407	-	-
ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ II цепь	-	-	-	-	-	-	-	104	858
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	-	104	622	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь	-	-	-	-	104	528	-	-
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	-	-	-	-	104	528	-	-
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	-	-	-	-	103	536	-	-
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Тургояк-т до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	-	-	-	-	102	532	-	-
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	-	-	-	-	102	518	-	-
ВЛ 110 кВ Бакал –	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево –	-	-	-	-	101	394	-	-

Завьялиха		Приваловская								
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	-	101	604	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	-	101	604	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Западная до ПС Шахтная)	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	-	-	100	452	-	-
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до ПС Шахтная)	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	-	-	100	451	-	-

Карталинский энергорайон.

Для отчетных режимов зимних максимальных и минимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

Для отчетных режимов летних максимальных и летних минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено;

Златоустовско-Миасский энергорайон.

В Златоустовско-Миасском энергорайоне в отчетных режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок 2019 года, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок 2019 года выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;

ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;

ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;

ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;

ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная.

В Златоустовско-Миасском энергорайоне в режимах отчетных летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2019 года при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;

ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;

ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;

ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;

ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;

ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;

ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;

ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;

ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;

ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;

ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;

ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная.

Для предотвращения выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в рассмотренных схемах, эффективным мероприятием является деление сети на шунтирующих связях 110 кВ.

Ликвидация нарушения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в ремонтных схемах при отключении ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская или ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская обеспечивается действием существующих устройств противоаварийной автоматики, в том числе:

АДШС ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, установленная на ПС 500 кВ Кропачево, с действием по факту отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево на отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Кропачево–Симская I, II цепь с отпайками;

АОПО ВЛ 110 кВ Сатка – Западная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Сатка – Западная) и ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АРЛ ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ ВЛ 110 кВ Златоуст - Сатка III, IV цепь (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АОПО ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС - Таганай с отпайками, ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная (отключение перегружающейся ВЛ с запретом АПВ), установленных на ПС 110 кВ Таганай.

Магнитогорский энергорайон.

В Магнитогорском энергорайоне для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Магнитогорском энергорайоне для отчетных режимов летних максимальных и летних минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Северный энергорайон.

В Северном энергорайоне для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Северном энергорайоне для отчетных режимов летних максимальных и летних минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Челябинский энергорайон.

В Челябинском энергорайоне в отчетных режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок 2019 года, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2019 года выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками.

В Челябинском энергорайоне в отчетных режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2019 года при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;

ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь;

ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, установленным на Челябинской ТЭЦ-2. Действие АОПО направлено:

на разгрузку до технологического минимума ТГ-1 – ТГ-4 Челябинской ТЭЦ-2;

на отключение выключателя 110 кВ блока 3;

на отключение выключателя 110 кВ блока 4;

на отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь.

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь выполняются оперативные мероприятия (деление сети и/или снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2).

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь, установленными на Челябинской ТЭЦ-4.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (Блока 1 или Блока 3);

отключение ГТУ Блока 1 (3) при отключенном ПТУ Блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (Блока 1 или Блока 3);

отключение ГТУ Блока 1 (3) при отключенном ПТУ Блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками, установленным на Челябинской ТЭЦ-4. Действие АОПО направлено:

на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками, осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками, установленным на Челябинской ТЭЦ-4. Действие АОПО направлено:

на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь осуществляется существующими устройствами АРЛ на ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь, установленными на ПС 500 кВ Козырево. Действие АРЛ направлено:

на отключение с запретом АПВ выключателя 110 кВ АТ2 (ОВ 110 кВ);

на отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ.

В таблице 68 представлена максимальная загрузка трансформаторов 110 кВ и выше в отчетном периоде 2019 года (зимний и летний контрольные замеры).

Таблица 68

Максимальная загрузка трансформаторов 110 кВ и выше в отчетном периоде 2019 года
(зимний и летний контрольные замеры)

Собственник/балансодержатель	Напряжение подстанции, кВ	Наименование энергообъекта (ПС, электростанции)	Диспетчерское наименование трансформатора (автотрансформатора)	Мощность трансформатора (автотрансформатора), МВА	Номинальное напряжение, кВ (ВН/СН/НН)	Год ввода в работу	Срок эксплуатации	Номинальный ток, А	Максимальная загрузка в зимний контрольный замер		Максимальная загрузка в летний контрольный замер	
									А	процентов	А	процентов
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Шагол	АТГ3	167	500/230/11	1988	32	1256	127	10	400	32
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Шагол	АТГ3	167	500/230/11	1988	32	1256	127	10	400	32
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Шагол	АТГ3	167	500/230/11	1988	32	1256	127	10	400	32
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Шагол	АТГ4	167	500/230/11	1989	31	1257	118	9	410	33
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Шагол	АТГ4	167	500/230/11	1989	31	1257	118	9	410	33
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Шагол	АТГ4	167	500/230/11	1989	31	1257	118	9	410	33
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Шагол	Резервная фаза АТГ	167	500/230/11	1991	29	578	0	0	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Шагол	АТ1	250	230/121/10.5	1988	32	628	185	29	330	53

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Шагол	АТ2	250	230/121/10.5	1992	28	628	450	72	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Козырево	АТГ3	267	500/230/15.4	1983	37	2011	463	23	807	40
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Козырево	АТГ3	267	500/230/15.4	1983	37	2011	431	21	807	40
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Козырево	АТГ3	267	500/230/15.4	1983	37	2011	428	21	807	40
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Козырево	АТГ4	267	500/230/15.54	1975	45	2010	510	25	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Козырево	АТГ4	267	500/230/15.54	1975	45	2010	510	25	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Козырево	АТГ4	267	500/230/15.54	1975	45	2010	510	25	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Козырево	Резервная фаза АТГ	267	500/230/15.54	1976	44	925	0	0	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Козырево	АТ1	200	220/121/10.5	1983	37	503	240	48	199	40
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Козырево	АТ2	200	220/121/10.5	1975	45	503	248	49	199	40
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Челябинская	Т3	6.3	110/10	1986	34	31	3	10	3	10
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Челябинская	Т4	6.3	110/10	1986	34	31.1	0	0	3	10
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Златоуст	АТ1	250	500/121/10.5	2013	7	288.7	108	37	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Златоуст	АТ2	250	500/121/10.5	1986	34	288	81	28	122	42
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Златоуст	АТ3	250	500/121/10.5	2007	13	288.7	79	27	102	35
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Златоуст	Т4	2.5	115/11	2004	16	12.6	0	0	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-	500	ПС 500 кВ	АТ1	250	500/121/10.5	1989	31	289	140	48	<100	<34

Уральское ПМЭС		Приваловская										
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Кропачево	АТ1	250	500/121/10.5	1991	29	289	75	26	<50	<17
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Кропачево	АТ2	250	500/121/10.5	1994	26	289	75	26	<50	<17
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Магнитогорская	АТГ1	267	500/230/10.5	1978	42	2010	210	10	770	38
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Магнитогорская	АТГ1	267	500/230/10.5	1978	42	2010	210	10	770	38
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Магнитогорская	АТГ1	267	500/230/10.5	2008	12	2010	210	10	770	38
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Магнитогорская	АТГ2	267	500/230/10.5	1985	35	2011	167	8	590	29
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Магнитогорская	АТГ2	267	500/230/10.5	1985	35	2011	167	8	590	29
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Магнитогорская	АТГ2	267	500/230/10.5	1985	35	2011	167	8	590	29
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Магнитогорская	Резервная фаза АТГ	267	500/230/10.5	1985	35	925	0	0	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Смеловская	АТГ1	267	500/230/15.69	1990	30	925	<400	<43	<400	<43
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Смеловская	АТГ1	267	500/230/15.69	1990	30	925	<400	<43	<400	<43
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Смеловская	АТГ1	267	500/230/15.69	1990	30	925	<400	<43	<400	<43
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Смеловская	Резервная фаза АТГ	267	500/230/15.69	1990	30	925	0	0	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Смеловская	АТ3	200	230/110/10.5	1991	29	954	377	40	387	41
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	500	ПС 500 кВ Смеловская	Т5	2.5	115/11	1990	30	13.1	0	0	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Исаково	АТ1	200	230/121/11	1992	28	502	310	62	290	58

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Исаково	АТ2	180	230/121/11	1966	54	452	237	52	212	47
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Новометаллургическая	АТ1	200	230/121/10.5	2010	10	502	133	26	196	39
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Новометаллургическая	АТ2	200	230/121/10.5	2009	11	502	135	27	177	35
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Мраморная	АТ1	125	220/110/10.5	1982	38	376	<100	<27	<100	<27
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Мраморная	АТ2	125	220/110/10.5	1984	36	376	<100	<27	<100	<27
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Кунашак	АТ2	63	230/121/11	1982	38	158	44	28	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Кунашак	Т1	15	110/38.5/11	2001	19	78.5	71	90	51	65
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Чебаркуль	АТ1	250	230/121/10.5	1986	34	628	303	48	237	38
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Чебаркуль	АТ2	240	230/121/11	1975	45	602	149	25	145	24
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ КС19	Т1	32	230/6.3	1985	35	76.5	1	1	<1	<1
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ КС19	Т2	32	230/6.3	1985	35	76.5	1	1	<1	<1
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Карталы 220	АТ1	125	230/121/10.5	1986	34	314	0	0	0	0
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	220	ПС 220 кВ Карталы 220	АТ2	200	230/121/11	1999	21	502	203	40	145	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Карталы-районная	Т1	40.5	110/35/27.5	1966	54	221.8	20	9	17	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Карталы-районная	Т2	40	110/27.5/11	1997	23	201	73	36	62	31
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Карталы-районная	Т3	16	110/35/11	1969	51	83.9	7	8	6	7
Филиал ОАО «МРСК Урала»	110	ПС 110 кВ Восточная	Т1	2.5	110/10	1989	31	13.1	3	24	3	21

Челябэнерго		110										
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Восточная 110	Т2	2.5	115.5/10	1967	53	13.1	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ракитная	Т1	10	115/35/11	1992	28	50	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ракитная	Т2	10	115/35/11	1990	30	50	10	20	9	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Абзаково	Т1	2.5	110/10	1978	42	13	7	52	6	45
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Агаповская	Т1	10	110/10	1977	43	50	5	11	4	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Агаповская	Т2	10	110/10	1977	43	50	13	27	11	23
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Айлино	Т1	6.3	110/10	1978	42	32	8	25	7	21
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Акбашево	Т1	2.5	110/10	1965	55	13	12	92	10	78
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Акбашево	Т2	2.5	110/10	1986	34	13	7	54	6	46
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Александровская	Т1	6.3	110/35/10	1989	31	32	6	19	5	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Александровская	Т2	10	110/35/10	1972	48	50	1	2	1	2
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Алишево	Т1	2.5	110/10	1982	38	13	11	85	9	72
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Амурская	Т1	3.2	110/10	1966	54	16	1	3	0	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Анненская	Т1	10	110/10	1990	30	50	5	10	4	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Аппаратная	Т1	16	110/6	1990	30	80	14	18	12	15
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Аппаратная	Т2	16	110/6	1990	30	80	15	19	13	16

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Аргаяш	Т1	25	110/35/10	1983	37	126	80	63	68	54
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Аргаяш	Т2	25	110/35/10	1988	32	126	72	57	61	49
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Арси	Т1	6.3	110/10	1988	32	32	2	6	2	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Арша	Т1	6.3	110/10	1987	33	32	7	23	6	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Атамановка	Т1	6.3	110/10	1991	29	32	3	8	2	7
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Аэродромная	Т1	63	110/10/10	2005	15	316	122	39	104	33
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Аэродромная	Т2	63	110/10/10	1992	28	316	108	34	92	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бакал	Т1	16	110/35/6	1980	40	80	8	10	7	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бакал	Т2	25	110/35/6	1971	49	126	40	32	34	27
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бакалинская	Т1	6.3	110/10	2016	4	32	17	53	14	45
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Батурино	Т1	10	110/6	1997	23	50	14	28	12	24
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Батурино	Т2	7.5	110/6	1952	68	38	4	11	3	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бектыш	Т1	6.3	110/10	1990	30	32	6	19	5	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бектыш	Т2	6.3	110/10	1983	37	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Береговая	Т1	6.3	110/10	1989	31	32	13	41	11	35
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Береговая	Т2	6.3	110/10	1993	27	32	3	9	3	8

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Березинская	Т1	10	110/10	1985	35	50	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Березинская	Т2	6.3	110/10	1989	31	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бобровская	Т1	10	110/6	1961	59	50	5	10	4	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бобровская	Т2	7.5	110/6	1962	58	38	3	8	3	7
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Борисовская	Т1	6.3	110/10	1976	44	32	1	3	1	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Борисовская	Т2	6.3	110/10	1990	30	32	6	19	5	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Боровая ЦЭС	Т2	2.5	110/10	1989	31	13	1	8	1	7
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Боровая ЗЭС	Т1	40	110/10	1974	46	201	61	30	52	26
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Боровая ЗЭС	Т2	40	110/10	1975	45	201	30	15	26	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бородиновская	Т1	6.3	110/35/10	1987	33	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бородиновская	Т2	10	110/35/10	1990	30	50	5	10	4	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бродокалмак-110	Т1	16	110/35/10	1987	33	80	13	16	11	14
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бульварная	Т1	25	110/10/10	1977	43	126	53	42	45	36
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бульварная	Т2	25	110/10/10	1980	40	126	50	40	43	34
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Буранная	Т1	10	110/6	1973	47	50	30	60	26	51
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Буранная	Т2	10	110/6	1980	40	50	25	49	21	42

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бутаки	Т1	16	110/10	2011	9	80	13	16	11	14
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Бутаки	Т2	16	110/10	2011	9	80	7	9	6	7
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Варламово	Т1	11.4	110/35/10	1975	45	57	9	16	8	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Варламово	Т2	16	110/35/10	1998	22	80	8	10	7	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Варненская	Т1	16	110/35/10	1971	49	80	20	25	17	21
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Варненская	Т2	25	110/35/10	1991	29	126	42	33	36	28
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Вахрушево	Т1	6.3	110/10	1981	39	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Вахрушево	Т2	6.3	110/10	1983	37	32	7	22	6	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Верхнеуральская	Т1	16	110/10	1991	29	80	37	47	32	40
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Верхнеуральская	Т2	16	110/10	2019	1	80	19	24	16	20
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Водозабор	Т1	10	110/6	1975	45	50	2	4	2	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Водозабор	Т2	10	110/6	1975	45	50	2	4	2	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Восточная	Т1	40	110/35/6	2008	12	201	120	60	102	51
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Восточная	Т2	40	110/35/6	1992	28	201	103	51	88	44
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Гагаринская	Т1	16	110/10	1975	45	80	20	25	17	21
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Гагаринская	Т2	16	110/10	1974	46	80	16	20	14	17

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Георгиевская	Т1	6.3	110/10	1985	35	32	4	13	4	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Гидроузел	Т1	2.5	110/10	1976	44	13	2	15	2	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Гончарская	Т1	25	110/35/10	1986	34	126	42	33	36	28
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Гончарская	Т2	25	110/35/10	1989	31	126	3	2	3	2
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Город-2	Т1	25	110/6	2000	20	126	18	14	15	12
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Город-2	Т2	25	110/6/6	2008	12	126	11	9	9	7
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Горьковская	Т1	6.3	110/10	1978	42	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Горьковская	Т2	6.3	110/10	1987	33	32	1	3	1	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Гранитная	Т1	40	110/10/10	2008	12	201	30	15	26	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Гранитная	Т2	40	110/10/10	2008	12	201	69	34	59	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Гранкварц	Т1	10	110/6	1970	50	50	10	20	9	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Гранкварц	Т2	16	110/6	1984	36	80	3	4	3	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Д. Дача	Т1	7.5	110/6	1954	66	38	15	39	13	34
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Демаринская	Т1	6.3	110/35/10	1984	36	32	1	3	1	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Демаринская	Т2	6.3	110/10	1990	30	32	4	13	3	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Дробышевская	Т1	6.3	110/10	1980	40	32	1	3	1	3

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Дробышевская	Т2	6.3	110/35/10	1981	39	32	1	3	1	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Еленинская	Т1	10	110/10	1986	34	50	15	30	13	26
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Еленинская	Т2	10	110/10	1972	48	50	26	52	22	44
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Еманжелинка	Т1	15	110/35/6	1949	71	77	23	30	20	25
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Еманжелинка	Т2	25	110/35/6	1991	29	126	56	44	48	38
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Есаулка	Т1	10	110/35/10	1965	55	50	42	84	36	71
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Есаулка	Т2	10	110/35/10	1980	40	50	49	98	42	83
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Еткуль	Т1	40	110/35/10	1973	47	201	35	17	30	15
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Еткуль	Т2	40	110/35/10	1973	47	201	40	20	34	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Еткуль	Т3	40	110/10	1977	43	201	40	20	34	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Заварухино	Т1	25	110/10/10	1987	33	126	41	33	35	28
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Заварухино	Т2	25	110/10/10	2002	18	126	125	99	106	84
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Западная (ЗЭС)	Т1	16	110/6	1986	34	80	11	13	9	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Западная (ЗЭС)	Т2	16	110/6	1986	34	80	14	17	12	14
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Западная (ЧГЭС)	Т1	31.5	110/35/6	1966	54	158	36	23	31	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Западная (ЧГЭС)	Т2	31.5	110/35/6	1965	55	158	132	84	112	71

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Заречная	Т1	16	110/6	2008	12	80	40	50	34	43
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Заречная	Т2	15	110/6	1967	53	77	31	40	26	34
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Заречная	Т3	25	110/10/10	1985	35	126	17	13	14	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Звягино	Т1	6.3	110/10	1985	35	32	4	11	3	10
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Зеленая	Т1	6.3	110/6	1978	42	32	4	13	3	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Зеленая	Т2	6.3	110/6	1977	43	32	2	6	2	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Зерновая	Т1	6.3	110/10	1987	33	32	2	7	2	6
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Зингейка	Т1	6.3	110/10	1991	29	32	5	16	4	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Измайловская	Т1	10	110/10	1983	37	50	7	14	6	12
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ильменская	Т1	10	110/10	1980	40	50	33	66	28	56
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ильменская	Т2	10	110/10	1981	39	50	11	22	9	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Казачья	Т1	63	110/10	2008	12	316	14	4	12	4
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Казачья	Т2	63	110/10	1998	22	316	6	2	5	2
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Калачево	Т1	10	110/35/6	1965	55	50	10	20	9	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Калачево	Т2	7.5	110/35/6	1931	89	38	10	26	9	22
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Камыши	Т1	10	110/10	1987	33	50	11	22	9	19

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Камыши	Т2	10	110/10	1991	29	50	1	2	1	2
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Карабаш	Т1	5.6	110/3	1930	90	28	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Карабаш	Т3	7.5	110/3	1951	69	38	10	26	9	22
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Карабаш	Т4	20	110/35/10	1960	60	105	25	24	21	20
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Каракульская	Т1	6.3	110/10	1991	29	32	2	6	2	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Каракульская	Т2	6.3	110/10	1991	29	32	1	3	1	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Карат	Т1	16	110/6	2008	12	80	15	19	13	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Карат	Т2	16	110/6	2011	9	80	18	23	15	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Касли	Т1	15	110/35/10	1957	63	77	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Касли	Т2	25	110/35/10	1990	30	126	39	31	33	26
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кацбах	Т1	6.3	110/10	1992	28	32	5	16	4	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Каясан	Т1	40	110/10	1975	45	201	36	18	31	15
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Каясан	Т2	40	110/10	1975	45	201	37	18	31	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Керамика	Т1	16	110/10	1991	29	80	12	15	10	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кидыш	Т1	2.5	110/10	1981	39	13	1	9	1	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кидыш	Т2	10	110/35/10	1967	53	50	6	11	5	9

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кизил	Т1	10	110/35/10	1978	42	50	11	22	9	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кизил	Т2	10	110/10	1979	41	50	18	36	15	31
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кирпичная	Т1	6.3	110/6	1989	31	32	9	28	8	24
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кирса	Т1	6.3	110/10	1986	34	32	8	24	7	21
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ключевская	Т1	6.3	110/10	1986	34	32	5	16	4	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ключевская	Т2	6.3	110/10	1991	29	32	5	16	4	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ключи	Т1	10	110/10	1972	48	50	15	30	13	26
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ключи	Т2	10	110/10	1991	29	50	23	46	20	39
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Княженка	Т1	6.3	110/10	1982	38	32	2	6	2	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Коелга	Т1	6.3	110/35/6	1966	54	32	17	53	14	45
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Коелга	Т2	6.3	110/6	1969	51	32	12	38	10	32
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Комсомольская	Т1	2.5	110/10	1968	52	13	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Комсомольская	Т2	6.3	110/10	1987	33	32	3	9	2	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Копейская-Городская	Т1	20	110/6	1959	61	105	41	39	35	33
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Копейская-Городская	Т2	16	110/35/6	1986	34	80	31	39	26	33
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Коркино	Т1	40	110/35/6	1990	30	201	75	37	64	32

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Коркино	Т2	31.5	110/35/6	1964	56	158	50	32	43	27
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Коркино	Т3	40	110/35/6	1986	34	201	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кочкарь	Т1	10	110/35/6	1963	57	50	19	38	16	32
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кочкарь	Т2	10	110/35/6	1966	54	50	24	48	20	41
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Красная Горка	Т1	10	110/35/6	1963	57	50	5	10	4	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Красная Горка	Т2	10	110/35/6	1961	59	50	10	20	9	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Красногвардейская	Т1	10	110/35/10	1990	30	50	17	34	14	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Красногорка	Т1	16	110/35/6	1971	49	80	35	44	30	37
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Красногорка	Т2	10	110/35/6	1948	72	50	11	22	9	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Краснопольская	Т1	40	110/10/10	2012	8	201	33	16	28	14
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Краснопольская	Т2	40	110/10/10	2012	8	201	36	18	31	15
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кременкуль	Т1	10	110/10	1956	64	50	40	80	34	68
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кулуево	Т1	10	110/10	1987	33	50	17	34	14	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кулуево	Т2	10	110/10	1987	33	50	5	10	4	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кундравы	Т1	6.3	110/10	1976	44	32	11	33	9	28
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кундравы	Т2	6.3	110/10	1978	42	32	11	34	9	28

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Курортная	Т1	10	110/10	1971	49	50	24	48	20	41
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Курортная	Т2	10	110/10	1970	50	50	34	68	29	58
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кыштым	Т1	20	110/35/6	1968	52	105	15	14	13	12
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Кыштым	Т2	20	110/35/6	1968	52	105	45	43	38	36
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Лазурная	Т1	16	110/35/10	1975	45	80	18	23	15	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Лазурная	Т2	10	110/35/10	1978	42	50	23	46	20	39
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ларино	Т1	6.3	110/10	1991	29	32	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ларино	Т2	6.3	110/10	1994	26	32	10	31	9	27
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ленинская	Т1	63	110/10/6	1989	31	316	60	19	51	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ленинская	Т2	63	110/10/6	1989	31	316	82	26	70	22
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Луговая	Т1	40	110/10	1975	45	201	59	29	50	25
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Луговая	Т2	40	110/10	1974	46	201	11	5	9	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Магнитная	Т1	6.3	110/10	1986	34	32	18	57	15	48
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Магнитная	Т2	10	110/10	1992	28	50	5	9	4	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Масалитинская	Т1	25	110/6	2017	3	126	65	52	55	44
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Масалитинская	Т2	25	110/6	2017	3	126	13	10	11	9

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Массивная	Т1	40	110/10/10	2008	12	201	9	4	8	4
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Массивная	Т2	40	110/10/10	2008	12	201	11	5	9	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Маук	Т1	6.3	110/10	1993	27	32	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Машзавод	Т1	10	110/6	1969	51	50	31	62	26	53
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Маякская (ТЭС)	Т1	6.3	110/10	1985	35	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Маякская (ТЭС)	Т2	6.3	110/10	1991	29	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Маякская (МЭС)	Т1	6.3	110/10	1987	33	32	5	15	4	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Миасс	Т1	40	110/35/6	1965	55	201	136	68	116	58
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Миасс	Т2	40.5	110/35/6	1958	62	203	123	61	105	52
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Миасская	Т1	16	110/10	2015	5	80	17	21	14	18
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Миасская	Т2	16	110/10	2015	5	80	16	20	14	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ МММЗ	Т1	16	110/6	1997	23	80	5	7	5	6
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ МММЗ	Т2	16	110/6	1962	58	80	19	24	16	20
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ ЧАМЗ (ММПС)	Т1	25	110/10 (6)	2010	10	126	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Н.Усцелемово	Т1	6.3	110/10	1986	34	32	3	9	2	7
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Нагайбакская	Т1	6.3	110/10	1989	31	32	4	13	3	11

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Насосная	Т1	16	110/6	1980	40	80	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Новоградская	Т1	40	110/10/10	1984	36	201	79	39	67	33
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Новоградская	Т2	40	110/10/10	1984	36	201	94	47	80	40
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ново-Троицкая	Т1	10	110/35/10	1973	47	50	10	20	9	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ново-Троицкая	Т2	6.3	110/35/10	1977	43	32	17	53	14	45
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Нязепетровск	Т1	25	110/35/10	1985	35	126	21	17	18	14
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Нязепетровск	Т2	25	110/35/10	1984	36	126	40	32	34	27
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Обручевка	Т1	6.3	110/10	1989	31	32	7	22	6	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Октябрьская (ЦЭС)	Т1	25	110/35/6	1997	23	126	17	13	14	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Октябрьская (ЦЭС)	Т2	25	110/35/6	1982	38	126	20	16	17	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Октябрьская (ТЭС)	Т1	25	110/35/10	1990	30	126	31	25	26	21
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Октябрьская (ТЭС)	Т2	25	110/35/10	1991	29	126	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	220	ПС 220 кВ Очистные сооружения	Т1	32	220/10/6	1980	40	80	25	31	21	27
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	220	ПС 220 кВ Очистные сооружения	Т2	32	220/10/6	1982	38	80	11	14	9	12
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Павловская	Т1	10	110/35/10	1983	37	50	5	10	4	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Паклинская	Т1	25	110/10/10	1981	39	126	53	42	45	36

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Паклинская	Т2	25	110/10/10	1982	38	126	40	32	34	27
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Первогорская	Т1	20	110/35/6	1955	65	105	43	41	37	35
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Первогорская	Т2	20	110/35/6	1955	65	105	16	15	14	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Первомайка	Т1	25	110/6	1979	41	126	33	26	28	22
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Первомайка	Т2	31.5	110/6	1961	59	158	41	26	35	22
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Первомайка	Т3	6.3	110/6	1981	39	32	18	56	15	48
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Песчаная	Т1	10	110/35/10	1976	44	50	4	8	3	7
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Песчаная	Т2	10	110/35/10	1979	41	50	7	14	6	12
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Петропавловская	Т2	16	110/35/10	1979	41	80	18	23	15	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Пирит	Т2	40	110/35/10	2006	14	201	25	12	21	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Пирит	Т1	40	110/35/10	2006	14	201	20	10	17	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Пластмасс	Т1	16	110/10	1975	45	80	23	29	20	24
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Пластмасс	Т2	16	110/10	1977	43	80	10	13	9	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Подкачка-1	Т1	10	110/6	1975	45	50	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Подкачка-2	Т1	16	110/6	1984	36	80	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Подкачка-3	Т1	10	110/6	1975	45	50	0	0	0	0

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Подовинная	Т2	16	110/35/10	1988	32	80	12	15	10	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Подовинная	Т1	25	110/35/10	1991	29	126	16	13	14	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Полевая	Т1	16	110/10	1982	38	80	38	48	32	40
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Полевая	Т2	16	110/10	1982	38	80	36	45	31	38
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Полоцкая	Т1	6.3	110/35/10	1968	52	32	7	22	6	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Полоцкая	Т2	6.3	110/35/10	1967	53	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Прибор	Т1	10	110/6	1984	36	50	12	25	10	21
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Прибор	Т2	10	110/6	1984	36	50	12	25	10	21
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Путь Октября	Т1	6.3	110/10	1991	29	32	4	13	3	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Рыбная	Т1	10	110/6	1978	42	50	9	18	8	15
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Рымникская	Т1	10	110/35/10	1969	51	50	2	4	2	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Сабаново	Т1	6.3	110/10	1990	30	32	3	10	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Сары	Т1	6.3	110/10	1976	44	32	6	19	5	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Сары	Т2	6.3	110/10	1977	43	32	8	25	7	21
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Сатка	Т1	40	110/35/6	1987	33	201	124	62	105	52
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Сатка	Т2	40	110/35/6	1987	33	201	112	56	95	47

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Светлинская	Т1	6.3	110/6	1976	44	32	9	28	8	24
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Северная	Т1	40	110/6/6	1988	32	201	59	29	50	25
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Северная	Т2	40	110/6/6	2000	20	201	37	18	31	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Сигнал	Т2	6.3	110/6	1981	39	32	2	6	2	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Синеглазово	Т1	20	110/35/6	1956	64	105	60	57	51	49
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Синеглазово	Т2	25	110/35/6	1976	44	126	45	36	38	30
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Смородинка	Т1	6.3	110/10	1993	27	32	2	6	2	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Снежная	Т1	6.3	110/35/10	1970	50	32	5	16	4	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Снежная	Т2	6.3	110/35/10	1970	50	32	2	6	2	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Солнечная долина	Т1	16	110/35/6	1968	52	80	8	10	7	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Сосновская	Т1	16	110/6	1978	42	80	27	34	23	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Сосновская	Т2	16	110/6	1980	40	80	16	20	14	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Спасская	Т1	2.5	110/10	1984	36	13	6	49	5	42
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Спасская	Т2	2.5	110/10	1980	40	13	2	17	2	15
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Спортивная	Т1	40	110/10/10	2002	18	201	87	43	74	37
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Спортивная	Т2	40	110/10/10	2003	17	201	87	43	74	37

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Станкозаводская	Т1	10	110/6	1980	40	50	11	22	9	19
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Станкозаводская	Т2	10	110/6	1969	51	50	23	46	20	39
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Степная (МЭС)	Т1	6.3	110/10	1984	36	32	10	31	9	27
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Степная (МЭС)	Т2	6.3	110/10	1980	40	32	0.91	3	1	2
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Степная (ТЭС)	Т1	6.3	110/10	1981	39	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Строительная	Т1	25	110/35/6	1975	45	126	5	4	4	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Строительная	Т2	25	110/35/6	1975	45	126	5	4	4	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Сыртинка	Т1	6.3	110/10	1987	33	32	9	28	8	24
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Таганай	Т1	40	110/35/6	2008	12	201	146	73	124	62
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Таганай	Т2	40	110/35/6	2008	12	201	58	29	49	25
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тайгинка	Т1	16	110/35/10	1983	37	80	5	6	4	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тайгинка	Т2	16	110/35/10	1982	38	80	5	6	4	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тепличная	Т1	16	110/10	1984	36	80	29	36	25	31
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тепличная	Т2	16	110/10	1985	35	80	21	26	18	22
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тимирязевская	Т1	6.3	110/10	1980	40	32	16	51	14	43
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тогузак	Т2	10	110/35/10	1965	55	50	0	0	0	0

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тогузак	Т1	6.3	110/10	1992	28	32	2	6	2	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Томино	Т1	6.3	110/10	1983	37	32	5	16	4	13
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тракторозаводская	Т1	25	110/10	1991	29	126	45	36	38	30
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тракторозаводская	Т2	25	110/10/10	1970	50	126	68	54	58	46
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Троицкая Районная	Т1	31.5	110/35/6	1967	53	158	82	52	70	44
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Троицкая Районная	Т2	31.5	110/35/6	1965	55	158	63	40	54	34
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тургояк	Т1	10	110/10	1977	43	50	22	44	19	37
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Тургояк	Т2	10	110/10	1983	37	50	28	56	24	48
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Углицкая	Т1	6.3	110/10	1990	30	32	1	3	1	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Углицкая	Т2	6.3	110/10	1990	30	32	4	13	3	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Уйская	Т1	10	110/35/10	1990	30	50	25	50	21	43
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Уйская	Т2	16	110/35/10	1984	36	80	24	30	20	26
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Уралбройлер	Т1	16	110/10	2012	8	80	7	9	6	7
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Уралбройлер	Т2	16	110/10	2012	8	80	8	10	7	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Уфалей	Т1	25	110/35/6	1996	24	126	43	34	37	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Уфалей	Т2	25	110/35/6	1988	32	126	37	29	31	25

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Фершампенуаз	Т1	16	110/35/10	2012	8	80	43	54	37	46
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Фершампенуаз	Т2	10	110/35/10	1983	37	50	12	24	10	20
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Филимоново	Т1	6.3	110/10	1988	32	32	0	0	0	0
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Филимоново	Т2	10	110/10	1984	36	50	5	11	5	9
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Харлуши	Т1	6.3	110/10	1992	28	32	11	34	9	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Харлуши	Т2	6.3	110/10	1983	37	32	9	28	8	24
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Хуторская	Т1	6.3	110/10	1990	30	32	1	3	1	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Хуторская	Т2	10	110/10	1956	64	50	3	6	3	5
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Черноборская	Т1	6.3	110/10	1990	30	32	1	3	1	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Черноборская	Т2	6.3	110/10	1986	34	32	3	9	3	8
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Чесменская	Т1	10	110/35/10	1979	41	50	17	34	14	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Чесменская	Т2	25	110/35/10	1991	29	126	16	13	14	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Чудиновская	Т	6.3	110/10	1983	37	32	6	19	5	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Чумляк	Т1	16	110/35/6	1978	42	80	16	20	14	17
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Чумляк	Т2	16	110/35/6	1971	49	80	15	19	13	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ ЧЭРЗ	Т1	20	110/6	1966	54	105	39	37	33	32
Филиал ОАО «МРСК Урала»	110	ПС 110 кВ ЧЭРЗ	Т2	20	110/6	1966	54	105	42	40	36	34

Челябэнерго												
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Шантаринская	Т1	10	110/10	1991	29	50	4	8	3	7
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Шантаринская	Т2	10	110/10	1991	29	50	1	2	1	2
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Швейная	Т1	10	110/6	1989	31	50	19	37	16	32
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Швейная	Т2	10	110/6	1988	32	50	15	30	13	25
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Шершнёвская	Т1	25	110/10/10	1985	35	126	39	31	33	26
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Шершнёвская	Т2	25	110/10/10	1985	35	126	51	40	43	34
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Шумово	Т1	6.3	110/10	1985	35	32	6	19	5	16
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Шумово	Т2	6.3	110/10	1988	32	32	4	13	3	11
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ю. Копи	Т1	31.5	110/35/6	1957	63	158	67	42	57	36
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Ю. Копи	Т2	31.5	110/35/6	1957	63	158	104	66	88	56
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Южная	Т1	40	110/6/6	1982	38	201	69	34	59	29
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Южная	Т2	25	110/6/6	1978	42	126	38	30	32	26
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Южная	Т3	16	110/10	1973	47	80	32	40	27	34
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Южная	Т4	16	110/10	1973	47	80	44	55	37	47
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Южностепная	Т1	10	110/35/10	1969	51	50	10	20	9	17

Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Южноуральский рудник	Т1	10	110/35/6	1967	53	50	1	2	1	2
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Южноуральский рудник	Т2	6.3	110/35/6	1971	49	32	1	3	1	3
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Южно-Уральская	Т1	25	110/35/10	1977	43	126	81	64	69	55
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Южно-Уральская	Т2	25	110/35/10	1969	51	126	31	25	26	21
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Юрюзань	Т1	25	110/35/6	1980	40	126	26	21	22	18
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Юрюзань	Т3	19.07	110/35/6	1971	49	93	38	41	32	35
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Янгелька	Т1	6.3	110/10	1993	27	32	2	7	2	6
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Янгелька	Т2	6.3	110/35/10	1982	38	32	1	3	1	2
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Яраткулово	Т1	6.3	110/10	1989	31	32	10	31	9	27
Филиал ОАО «МРСК Урала» Челябэнерго	110	ПС 110 кВ Яраткулово	Т2	6.3	110/10	1981	39	32	11	34	9	29
н/д*	110	ПС 110 кВ 480	Т1	5.6	110/10	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Электро-ТК»	110	ПС 110 кВ Асфальтная	Т1	6.3	110/10	н/д*	н/д*	32	8	25	н/д*	н/д*
ООО «Электро-ТК»	110	ПС 110 кВ Асфальтная	Т2	6.3	110/10	н/д*	н/д*	32	14	44	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «УТСК» Челябинские тепловые сети	110	ПС 110 кВ ЮЗК	Т1	10	110/6	1981	39	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «УТСК» Челябинские тепловые сети	110	ПС 110 кВ ЮЗК	Т2	10	110/6	1981	39	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «УТСК» Челябинские тепловые сети	110	ПС 110 кВ СЗК	Т1	10	110/6	1975	45	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «УТСК» Челябинские тепловые сети	110	ПС 110 кВ СЗК	Т2	10	110/6	1973	47	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	220	ПС 220 кВ Конверторная	АТ1	250	220/110	1989	31	628	169	27	122	19
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	220	ПС 220 кВ Конверторная	АТ2	250	220/110	1977	43	628	167	27	122	20
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	220	ПС 220 кВ Каштак	АТ2	125	220/110	2013	7	596	180	30	207	35
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-1	Т7	31.5	110/35/6	1970	50	2755	697	25	537	19
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-2	Т1	63	110/6	1968	52	5510	917	17	922	17
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-2	Т2	63	110/6/6	1988	32	2× 2887	1163	20	852	15
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-3 (Плавильная)	Т1	40	110/6	1995	25	2× 1832	1275	35	1030	28
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-3 (Плавильная)	Т2	40	110/6	1994	26	2× 1832	1330	36	1433	39
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-3 (Плавильная)	Т3	40	110/6	1978	42	2× 1832	560	15	873	24
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-3 (Плавильная)	Т4	40	110/6	1978	42	2× 1832	579	16	556	15
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-4	Т1	31.5	110/6	1966	54	2756	886	32	792	29
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-5	Т1	80	110/10	1977	43	2× 2200	451	10	448	10
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-5	Т2	80	110/10	1977	43	2× 2200	326	7	613	14
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-6	Т1	80	110/10	1984	36	2× 2200	983	22	790	18
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-6	Т2	80	110/10	1987	33	2× 2200	1121	25	735	17

ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-6	Т3	63	110/10	1982	38	3306	188	6	219	7
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-6	Т4	80	110/10	2014	6	1740	681	39	422	24
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-7	Т1	63	110/35	1981	39	3306	0	0	0	0
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-7	Т2	63	110/35	1984	36	3306	0	0	0	0
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-8	Т1	31.5	110/10	1964	56	1819	166	9	150	8
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ГПП-9	Т1	100/ 200	220/35	1992	28	1500	611	41	637	42
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ГПП-9	Т2	100/ 200	220/35	2004	16	1500	613	41	637	42
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ГПП-9	Т3	100/ 200	220/35	1992	28	1500	0	0	0	0
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-12	Т1	25	110/6	2002	18	2× 1146	220	10	772	34
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-12	Т2	25	110/6	1975	45	2× 1144	1198	52	552	24
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-13	Т1	63	110/6/10	1978	42	1730 / 2887	1320	29	441	10
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-13	Т2	63	110/6/10	1978	42	1730 / 2887	830	18	944	20
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-14	Т1	25	110/6	1975	45	2× 1144	1199	52	264	12
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-14	Т2	25	110/6	1996	24	2× 1144	604	26	424	19
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-15	Т1	16	110/10	2006	14	839.7	29	3	182	22
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-16	Т1	40	110/6/10	1980	40	1099 / 1832	349	12	337	11
ПАО «Челябинский	110	ПС 110 кВ ГПП-16	Т2	40	110/6/10	1980	40	1099 /	739	25	442	15

металлургический комбинат»								1832				
АО «Михеевский ГОК»	220	ПС 220 кВ Михеевский ГОК	Т1	40	220/10	2014	6	100	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Михеевский ГОК»	220	ПС 220 кВ Михеевский ГОК	Т2	40	220/10	2014	6	100	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Михеевский ГОК»	220	ПС 220 кВ Михеевский ГОК	Т3	40	220/10	2014	6	100	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Михеевский ГОК»	220	ПС 220 кВ Обогатительная	Т1	40	220/10	2018	2	100	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Михеевский ГОК»	220	ПС 220 кВ Обогатительная	Т2	40	220/10	2018	2	100	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ЧФЗ	АТ1	250	220/110/10.5	1978	42	628	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ЧФЗ	АТ2	250	220/110/10.5	1979	41	628	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ЧФЗ	Т-1	80	110/10/10	2007	13	420	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ЧФЗ	Т-2	80	110/10/10	2007	13	420	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ЧФЗ	Т-3	80	110/10/10	1965	55	420	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ЧФЗ	Т-4	80	110/10/10	1990	30	402	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ ЧФЗ	Т-5	80	110/10/10	1990	30	402	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ Хромовая	АТ1	200	220/110/10.5	1981	39	503	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ Хромовая	АТ2	200	220/110/10.5	1981	39	503	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ Хромовая	Т-1	63	110/10/10	2005	15	316	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ Хромовая	Т-2	63	110/10/10	1975	45	316	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	220	ПС 220 кВ Хромовая	Т-3	63	110/10/10	1975	45	316	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-2 (Абразивная)	Т1	80	115/11	2011	9	402	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	110	ПС 110 кВ ГПП-2 (Абразивная)	Т2	80	115/11	2011	9	402	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	110	ПС 110 кВ КПД	Т1	25	110/10/10	1992	28	125	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	110	ПС 110 кВ КПД	Т2	25	110/10/10	1992	28	125	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ПАО «Челябинский цинковый завод»	220	ПС 220 кВ Цинковая 220	Т1	100	220/10/10	1989	31	251	162	65	160	64
ПАО «Челябинский цинковый завод»	220	ПС 220 кВ Цинковая 220	Т2	100	220/10/10	1989	31	251	156	62	151	60
ПАО «Челябинский цинковый завод»	110	ПС 110 кВ Цинковая 110	Т1	63	110/10/10	2000	20	316	29	9	30	9
ПАО «Челябинский цинковый завод»	110	ПС 110 кВ Цинковая 110	Т2	40	110/10/10	2008	12	200	24	12	27	14
ООО «Челябинский тракторный завод-Уралтрак»	110	ПС 110 кВ Гусеничная	1Т	80	110/10	1976	44	401	110	27	80	20
ООО «Челябинский тракторный завод-Уралтрак»	110	ПС 110 кВ Гусеничная	2Т	80	110/10	1975	45	401	0	0	0	0
ООО «Челябинский тракторный завод-Уралтрак»	110	ПС 110 кВ Гусеничная	3Т	80	110/10	1975	45	401	0	0	0	0
ООО «Челябинский тракторный завод-Уралтрак»	110	ПС 110 кВ ЧТЗ	С1Т	20	110/10	1933	87	105	61	58	26	25
ООО «Челябинский тракторный завод-Уралтрак»	110	ПС 110 кВ ЧТЗ	С2Т	20	110/10	1934	86	100	0	0	0	0
ООО «Челябинский тракторный завод-Уралтрак»	110	ПС 110 кВ ЧТЗ	С3Т	60	110/10	1957	63	315	0	0	0	0
ООО «Челябинский тракторный завод-Уралтрак»	110	ПС 110 кВ ЧТЗ	С4Т	20	110/10	1936	84	100	0	0	26	26

ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-1	Т1	20	110/35/6	1951	69	110	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-1	Т2	20	110/35/6	1950	70	102	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-2	Т1	16	110/6	2006	14	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-2	Т2	25	110/35/6	1972	48	125	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-5	Т1	25	110/6/6	1978	42	125	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-6	Т2	25	110/6/6	1978	42	125	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-7	Т1	25	110/6/6	1986	34	125	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-7	Т2	25	110/6/6	1986	34	125	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-9	Т1	40	110/6/6	1977	43	125	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-9	Т2	40	110/6/6	1986	34	125	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-11	Т2	6,3	110/6	2006	14	31	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-14	Т1	10	110/6	1986	34	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-14	Т2	10	110/6	1986	34	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-18	Т1	6,3	110/6	2003	17	31	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-18	Т2	6,3	110/6	2003	17	31	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-19	Т1	16	110/6	2004	16	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-19	Т2	16	110/6	2004	16	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Администрация Озерского городского округа	110	ПС 110 кВ Болото-4	Т1	16	110/6	1974	46	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Администрация Озерского городского округа	110	ПС 110 кВ Болото-4	Т2	16	110/6	1974	46	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ФГУП «ПО «Маяк»	110	ПС 110 кВ Болото-12	Т1	6,3	110/6	2005	15	31	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Администрация Озерского городского округа	110	ПС 110 кВ Болото-13	Т1	15	110/6	1965	55	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Администрация Озерского городского округа	110	ПС 110 кВ Болото-13	Т2	20	110/6	1963	57	102	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ПАО «Ашинский металлургический завод»	110	ПС 110 кВ АМЗ (ГПП-1)	Т1	40	110/10/10	2007	13	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

ПАО «Ашинский металлургический завод»	110	ПС 110 кВ АМЗ (ГПП-1)	Т2	40	110/10/10	2005	15	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ПАО «Ашинский металлургический завод»	110	ПС 110 кВ АМЗ (ГПП-2)	Т1	40	110/10/10	2012	8	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ПАО «Ашинский металлургический завод»	220	ПС 220 кВ АМЕТ	АТ2	125	220/110/10	2010	10	314	167	53.2	106	33.8
ПАО «Ашинский металлургический завод»	220	ПС 220 кВ АМЕТ	Т4	160	220/35	2010	10	402	185	46.0	186	46.3
ПАО «Ашинский металлургический завод»	220	ПС 220 кВ АМЕТ	Т3	2,5	110/10	2011	9	6	0	0.0	0	0.0
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 4	Т1	160	220/35	2006	14	402	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 4	Т2	160	220/35	2006	14	402	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 4	Т3	160	220/35	2006	14	402	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 30	АТ1	250	220/110/10	1988	32	628	168	27	198	32
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 30	АТ2	250	220/110/10	1988	32	628	168	27	197	31
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 60	АТ1	250	220/110/10	1997	23	628	206	33	216	34
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 60	АТ2	250	220/110/10	2006	14	628	204	32	214	34
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 60	Т1	25	110/35/10	1981	39	125.5	56	45	0	0
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 60	Т2	25	110/35/10	1981	39	125.5	2	1	0	0
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 77	АТ1	200	220/110/10	1987	33	502	103	21	125	25
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 77	АТ2	200	220/110/10	1987	33	502	100	20	122	24
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 86	Т1	63	220/10	1978	42	158	0	0	58	37
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 86	Т2	63	220/10	1979	41	152	104	68	81	53
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 86	Т3	100	220/10	1988	32	251	130	52	126	50
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 86	Т4	100	220/10	1988	32	251	115	46	114	45
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 86	Т5	63	220/10	2018	2	251	57	23	0	0
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 90	АТ1	250	220/110/10	1991	29	628	157	25	157	25
ПАО «ММК»	220	ПС 220 кВ 90	АТ2	250	220/110/10	1989	31	628	157	25	157	25
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 87	Т1	80	110/10	1983	37	401	0	0	169	42
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 87	Т2	63	110/10	2019	1	316	154	49	0	0

ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 95	Т1	40	110/10	1987	33	200	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 95	Т2	40	110/10	1987	33	200	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 41	Т1	80	110/10/10	2014	6	401	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 41	Т2	80	110/10/10	2016	4	401	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 63	Т1	63	110/35/6	2004	16	316	74	23	78	25
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 63	Т2	63	110/35/6	2005	15	316	93	29	134	42
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 63	Т3	80	110/35/6	2015	5	424	14	3	36	8
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 64	Т1	80	110/10/10	2005	15	401	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 64	Т2	80	110/10/10	2005	15	401	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 66	Т1	80	110/6/6	2016	4	401	106	27	109	27
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 66	Т2	63	110/6/6	2011	9	401	113	28	102	25
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 36	Т1	25	110/35/10	2001	19	125	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 36	Т2	25	110/35/10	2001	19	125	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 62	Т1	60	110/10	1989	31	287	40	14	44	15
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 62	Т2	63	110/10	1968	52	316	47	15	46	15
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 85	Т1	31.5	110/10	1962	58	162	41	25	35	22
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 85	Т2	31.5	110/10	1964	56	162	50	31	76	47
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 96	Т1	40	110/10/10	2010	10	201	24	12	28	14
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 96	Т2	40	110/10/10	2010	10	201	27	13	33	16
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 96	Т3	63	110/35	2006	14	316	145	46	74	23
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 96	Т4	63	110/35	2010	10	316	158	50	145	46
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 46	Т1	63	110/35/10	1988	32	316	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 46	Т2	63	110/35/10	1988	32	316	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 91	Т1	10	110/6	2016	4	50	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 91	Т2	6,3	110/6	1972	48	31	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 23	Т1	100	110/10/10	2010	10	525	115	22	125	24
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 23	Т2	100	110/10/10	2010	10	525	101	19	97	18
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 80	Т1	63	110/10	2007	13	316	0	0	0	0

ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 80	Т2	63	110/10	2007	13	316	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 88	Т1	40	110/10	1974	46	200	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 88	Т2	25	110/10	2012	8	125	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 94	Т1	63	110/10	2012	8	316	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 94	Т2	63	110/10	2004	16	316	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 65	Т1	25	110/6	1982	38	123	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 65	Т2	25	110/6	1982	38	123	0	0	0	0
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 11	Т1	80	110/10/6	2017	3	402	19	5	26	6
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 11	Т2	80	110/10/6	2017	3	402	28	7	11	3
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 68	Т1	80	110/6/6	2017	3	402	84	21	63	16
ПАО «ММК»	110	ПС 110 кВ 68	Т2	80	110/6/6	2017	3	402	168	42	110	27
АО «Трансэнерго»	110	ПС 110 кВ Курчатовская	Т1	25	110/10	2008	12	126	14	11	0	0
АО «Трансэнерго»	110	ПС 110 кВ Курчатовская	Т2	25	110/10	2008	12	126	20	16	27	21
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ академика Е. И. Забабахина»	110	ПС 110 кВ Новая	Т1	16	110/10	1979	41	80	59	74	27	34
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ академика Е. И. Забабахина»	110	ПС 110 кВ Новая	Т2	16	110/10	1979	41	80	6	8	24	30
АО «Трансэнерго»	110	ПС 110 кВ Светлая	Т2	10	110/10	1963	57	50	7	14	3	6
АО «Трансэнерго»	110	ПС 110 кВ Снежинская	Т1	16	110/10	2003	17	80	35	44	25	31
АО «Трансэнерго»	110	ПС 110 кВ Снежинская	Т2	16	110/10	2003	17	80	35	44	31	39
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ академика Е. И. Забабахина»	110	ПС 110 кВ Сосновая	Т1	16	110/10	1981	39	80	0	0	13	16
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ академика Е. И. Забабахина»	110	ПС 110 кВ Сосновая	Т2	16	110/10	1981	39	80	32	40	9	11
АО «ЭСК ЧТПЗ» (ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»)	110	ПС 110 кВ ГПП-1	2Т-1	40	110/6	1983	37	201	32	16	39	19

АО «ЭСК ЧТПЗ» (ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»)	110	ПС 110 кВ ГПП-1	2Т-2	40	110/6	1983	37	201	61	30	61	30
АО «ЭСК ЧТПЗ» (ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»)	110	ПС 110 кВ ГПП-2	Т-201	63	110/6	2006	14	316	1	0	59	19
АО «ЭСК ЧТПЗ» (ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»)	110	ПС 110 кВ ГПП-2	Т-202	63	110/6	2005	15	316	89	28	49	16
АО «ЭСК ЧТПЗ» (ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»)	110	ПС 110 кВ ГПП-3	Т-301	40	110/35/6	2006	14	201	69	34	48	24
АО «ЭСК ЧТПЗ» (ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»)	110	ПС 110 кВ ГПП-3	Т-302	40	110/35/6	2016	4	201	37	18	74	37
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ Обжиговая	Т1	16	110/6	1975	45	145	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ Обжиговая	Т2	16	110/6	1975	45	145	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ Сидеритовая	Т1	10	110/6	1975	45	91	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ Сидеритовая	Т2	10	110/6	1975	45	91	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ Шахтная	Т1	6,3	110/6	1975	45	58	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ Шахтная	Т2	6,3	110/6	1975	45	58	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ Тальковая	Т1	6,3	110/35/6	1977	43	58	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ Тальковая	Т2	6,3	110/35/6	1977	43	58	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ УЗРМО	Т1	25	110/10	1974	46	227	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ УЗРМО	Т2	16	110/10	1974	46	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Продвижение»	110	ПС 110 кВ УЗРМО	Т3	16	110/10	1974	46	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Вишневогорский ГОК»	110	ПС 110 кВ ВРУ	Т1	16	110/35/10	1989	31	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Вишневогорский ГОК»	110	ПС 110 кВ ВРУ	Т2	16	110/35/10	1989	31	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска	110	ПС 110 кВ 99	Т1	63	110/10	1992	28	316	139	44	125	39
АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорскаа	110	ПС 110 кВ 99	Т2	63	110/10	1991	29	316	197	62	119	38
АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска	110	ПС 110 кВ 49	Т1	63	110/10	2008	12	316	111	35	85	27
АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска	110	ПС 110 кВ 49	Т2	63	110/10	2008	12	316	106	34	45	14
АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска	110	ПС 110 кВ 98	Т1	63	110/35/10	1984	36	316	160	51	120	38
АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска	110	ПС 110 кВ 98	Т2	63	110/35/10	1988	32	316	110	35	40	13
АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска	110	ПС 110 кВ 98	Т3	32	110/10	1976	44	160	0	0	0	0
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ ЗМЗ-3	Т1	25	110/6	1980	40	126	30	24	18	14
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ ЗМЗ-3	Т2	25	110/6	1977	43	126	34	27	18	14
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ ЗМЗ-4	Т1	75	110/35/6	1965	55	394	118	30	108	27
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ ЗМЗ-4	Т2	40	110/35/6	2012	8	201	109	54	104	52
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ ЗМЗ-6	Т1	40	110/6	1967	53	201	23	11	11	5
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ ЗМЗ-6	Т2	40	110/6	1966	54	201	19	9	14	7
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ ЗМЗ-6	Т3	16	110/10	1983	37	80	18	23	13	16
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ Гранит	Т1	20	110/35/6	1963	57	103	61	59	51	50
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ Гранит	Т2	20	110/35/6	1967	53	105	61	58	51	49
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ Компрессорная	Т1	15	110/6	1968	52	77	62	81	62	81
АО «Электросеть»	110	ПС 110 кВ Компрессорная	Т2	15	110/6	1968	52	77	62	81	62	81
Филиал Гохрана России - объект Урал	110	ПС 110 кВ Непряхино	Т1	6,3	110/10	1989	31	32	15	48	7	20

Филиал Гохрана России - объект Урал	110	ПС 110 кВ Непряхино	Т2	10	110/35/10	2007	13	50	3	5	1	2
МУП «МПОЭ» г. Трехгорного	110	ПС 110 кВ Завьялиха	Т1	6,3	110/10	2002	18	32	15	47	10	31
МУП «МПОЭ» г. Трехгорного	110	ПС 110 кВ Завьялиха	Т2	6,3	110/10	2002	18	32	15	47	10	31
МУП «МПОЭ» г. Трехгорного	110	ПС 110 кВ Трехгорная	Т1	16	110/10	2001	19	80	28	35	20	25
МУП «МПОЭ» г. Трехгорного	110	ПС 110 кВ Трехгорная	Т2	16	110/10	2001	19	80	28	35	20	25
ООО «Кварц»	110	ПС 110 кВ Нагорная	Т1	6,3	110/6	1988	32	32	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Кварц»	110	ПС 110 кВ Нагорная	Т2	6,3	110/6	1988	32	32	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Челябинск-Южный-т	Т-1	25	110/35/10	1984	36	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Челябинск-Южный-т	Т-2	25	110/35/10	1984	36	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Челябинск-Главный-т	Т-1	40	110/35/6	2007	13	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Челябинск-Главный-т	Т-2	40	110/35/6	2008	12	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Полетаево-т	Т-1	16	110/35/10	1971	49	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Полетаево-т	Т-2	16	110/35/10	1971	49	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Бишкиль-т	Т-1	15	110/35/10	1963	57	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Бишкиль-т	Т-2	15	110/35/10	1957	63	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Мисяш-т	Т-1	16	110/35/10	1973	47	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Мисяш-т	Т-2	16	110/35/10	1973	47	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тундуш-т	Т-1	15	110/35/6	1958	62	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тундуш-т	Т-2	16	110/35/6	2013	7	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Бердяуш-т	Т-1	20	110/35/10	1956	64	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Бердяуш-т	Т-2	20	110/35/10	1959	61	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Сулея-т	Т-1	16	110/35/10	1989	31	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Сулея-т	Т-2	16	110/35/10	1976	44	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Мурсалимкино-т	Т-1	16	110/35/10	1977	43	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Мурсалимкино-т	Т-2	16	110/35/10	2005	15	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Чурилово-т	Т-1	16	110/35/10	1991	29	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Чурилово-т	Т-2	15	110/35/10	1959	61	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Козырево-т	Т-1	25	110/35/10	1974	46	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Козырево-т	Т-2	25	110/35/10	1974	46	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Чернявская-т	Т-1	15	110/35/10	1961	59	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Чернявская-т	Т-2	16	110/35/10	1995	25	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Смолино-т	Т-1	20	110/35/10	1978	42	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Смолино-т	Т-2	20	110/35/10	1960	60	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Хребет-т	Т-1	16	110/35/10	2001	19	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Хребет-т	Т-2	16	110/35/10	2005	15	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Ай-т	Т-1	16	110/35/10	1989	31	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Ай-т	Т-2	16	110/35/10	1989	31	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Салган-т	Т-1	15	110/10	1962	58	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Салган-т	Т-2	15	110/10	1975	45	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Усть-Катав-т	Т-1	16	110/10	1990	30	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Усть-Катав-т	Т-2	16	110/10	1989	31	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Синеглазово-т	Т-2	10	110/6	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Синеглазово-т	ТП-1	20	110/3,3	1966	54	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Дубровка-т	Т-1	10	110/10	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Дубровка-т	Т-2	10	110/10	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Еманжелинск-т	Т-1	16	110/10	1966	54	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Еманжелинск-т	Т-2	16	110/10	1966	54	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Красноселка-т	Т-1	10	110/35/10	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Красноселка-т	Т-2	10	110/35/10	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Упрун-т	Т-1	15	110/35/10	1966	54	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Упрун-т	Т-2	15	110/35/10	1966	54	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Кумысная-т	Т-1	15	110/10	1966	54	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Кумысная-т	Т-2	16	110/10	1993	27	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Золотая Сопка-т	Т-1	10	110/10	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Золотая Сопка-т	Т-2	10	110/10	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Саламат-т	Т-1	15	110/10	1966	54	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Саламат-т	Т-2	15	110/10	1966	54	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тамерлан-т	Т-1	15	110/10	1966	54	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тамерлан-т	Т-2	15	110/10	1980	40	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тумак-т	Т-1	10	110/10	1965	55	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тумак-т	Т-2	10	110/10	1965	55	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Карталы-т	Т-1	16	110/6	1980	40	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Карталы-т	Т-2	16	110/6	1980	40	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Субутак-т	Т-1	20	110/35/10	1966	54	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Субутак-т	Т-2	25	110/35/10	1990	30	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Мочаги-т	Т-1	20	110/35/10	1966	54	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Мочаги-т	Т-2	25	110/35/10	1996	24	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Гогино-т	Т-1	40	110/35/10	1983	37	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Гогино-т	Т-2	20	110/35/10	1968	52	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Гогино-т	Т-4	25	110/10	1978	42	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Гогино-т	Т-5	20	110/35/6	1968	52	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Бреды-т	Т-1	20	110/35/6	1968	52	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Бреды-т	Т-2	20	110/35/6	1968	52	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Бреды-т	Т-3	25	110/35/6	1990	30	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тюбеляс-т	Т-1	16	110/6	1996	24	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тюбеляс-т	Т-2	16	110/6	1996	24	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Кукшик-т	Т-1	10	110/6	1968	52	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Кукшик-т	Т-2	10	110/6	2008	12	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Единовер-т	Т-1	15	110/6	1968	52	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Единовер-т	Т-2	16	110/6	1968	52	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Таганай-т	Т-1	16	110/6	1978	42	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Таганай-т	Т-2	16	110/6	1979	41	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тургояк-т	Т-1	16	110/6	1985	35	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Тургояк-т	Т-2	16	110/6	1985	35	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Кисегач-т	Т-1	16	110/6	1970	50	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Кисегач-т	Т-2	16	110/6	1970	50	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Шахматово-т	Т-1	10	110/6	1969	51	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Шахматово-т	Т-2	10	110/6	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Биргильда-т	Т-1	15	110/6	1968	52	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Биргильда-т	Т-2	16	110/6	1976	44	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Межозёрная-т	Т-1	16	110/10	1976	44	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Межозёрная-т	Т-2	10	110/10	1957	63	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Разъезд 6-т	Т-1	16	110/10	1976	44	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Разъезд 6-т	Т-2	15	110/10	1960	60	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Муслюмово-т	Т-1	16	110/10	1976	44	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Муслюмово-т	Т-2	16	110/10	1992	28	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Разъезд 3-т	Т-1	16	110/10	1977	43	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Разъезд 3-т	Т-2	16	110/10	1976	44	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Разъезд 2-т	Т-1	16	110/10	1978	42	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Разъезд 2-т	Т-2	16	110/10	1977	43	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Нижняя-т	Т-1	16	110/35/10	1977	43	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Нижняя-т	Т-2	16	110/35/10	1977	43	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Яхино-т	Т-1	16	110/35/6	1988	32	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Яхино-т	Т-2	16	110/35/6	1988	32	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Магнитогорск-т	Т-1	25	110/35/10	1996	24	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению	110	ПС 110 кВ Магнитогорск-т	Т-2	25	110/35/10	1990	30	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Магнай-т	Т1	10	110/10	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Магнай-т	Т2	10	110/10	1966	54	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Еманкино-т	Т1	16	110/10	1985	35	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Еманкино-т	Т2	16	110/10	1985	35	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Бускуль-т	Т1	15	110/10	1966	54	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Бускуль-т	Т2	15	110/10	1966	54	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Симская-т	Т1	25	110/35/10	н/д*	н/д*	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Симская-т	Т2	25	110/35/10	н/д*	н/д*	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Аша-т	Т1	20	110/35/10	н/д*	н/д*	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Аша-т	Т2	20	110/35/10	н/д*	н/д*	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Миньяр-т	Т1	16	110/35/10	н/д*	н/д*	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Миньяр-т	Т2	20	110/10	н/д*	н/д*	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Ерал-т	Т1	16	110/10	н/д*	н/д*	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Ерал-т	Т2	16	110/35/10	н/д*	н/д*	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Гумбейка	Т1	25	110/35/6	1973	47	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «РЖД»	110	ПС 110 кВ Гумбейка	Т2	7.5	110/35/6	1943	77	38	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «УЭС»	110	ПС 110/6 кВ Стройка 2	Т1	5.6	110/6	н/д*	н/д*	28	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «УЭС»	110	ПС 110/6 кВ Стройка 4	Т1	6.3	110/6	1981	39	32	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «УЭС»	110	ПС 110/6 кВ Стройка 4	Т2	6.3	110/6	1981	39	32	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «УЭС»	110	ПС 110 кВ Хлебороб	Т1	6.3	110/6	1990	30	32	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

ПАО «Челябинский кузнечно-прессовый завод»	110	ПС 110 кВ ЧКПЗ (ГПП-2)	Т1	25	110/6/6	1970	50	126	120	95	82	65
ПАО «Челябинский кузнечно-прессовый завод»	110	ПС 110 кВ ЧКПЗ (ГПП-2)	Т2	20	110/6	1968	52	105	0	0	0	0
АО «ЭПМ-ЧЭЗ»	110	ПС 110 кВ Прогресс 1	Т1	40	110/35/6	1963	57	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «ЭПМ-ЧЭЗ»	110	ПС 110 кВ Прогресс 1	Т2	40	110/35/6	1963	57	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «ЭПМ-ЧЭЗ»	110	ПС 110 кВ Прогресс 2	Т1	40	110/35/6	1972	48	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «ЭПМ-ЧЭЗ»	110	ПС 110 кВ Прогресс 2	Т2	40	110/35/6	1972	48	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «ЭПМ-ЧЭЗ»	110	ПС 110 кВ Прогресс 3	Т1	63	110/35	1981	39	316	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «ЭПМ-ЧЭЗ»	110	ПС 110 кВ Прогресс 3	Т2	63	110/35	1981	39	316	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Энерготехсервис»	110	ПС 110 кВ ЗСО	Т1	40	110/10/10	1974	46	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Энерготехсервис»	110	ПС 110 кВ ЗСО	Т2	40	110/10/10	2017	3	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Энерготехсервис»	110	ПС 110 кВ РЭД	Т1	25	110/10	2018	2	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «Электромашина»	110	ПС 110 кВ ЗЭМ	Т1	25	110/10/10	1988	32	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «Электромашина»	110	ПС 110 кВ ЗЭМ	Т2	25	110/10/10	1988	32	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «Электромашина»	110	ПС 110 кВ Тракторозаводская-2	Т1	16	110/10	н/д*	н/д*	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «Электромашина»	110	ПС 110 кВ Тракторозаводская-2	Т2	16	110/10	н/д*	н/д*	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ПАО «ЧЗПСН-Профнастил»	110	ПС 110 кВ Транзитная	Т1	25	110/10/10	1989	31	126	34	27	32	25
ПАО «ЧЗПСН-Профнастил»	110	ПС 110 кВ Транзитная	Т2	25	110/10/10	1984	36	126	34	27	32	25
ООО «КЕММА»	110	ПС 110 кВ Оргстекло	Т1	16	110/6	1981	39	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «КЕММА»	110	ПС 110 кВ Оргстекло	Т2	16	110/6	1981	39	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Коммет – энерго»	110	ПС 110 кВ Першино	Т1	40	110/35/6	н/д*	н/д*	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Коммет – энерго»	110	ПС 110 кВ Першино	Т2	40	110/35/6	н/д*	н/д*	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «Челябинская электросетевая компания»	110	ПС 110 кВ Капитальная	Т1	10	110/6	1975	45	50	14	28	н/д*	н/д*
ОАО «Челябинская электросетевая компания»	110	ПС 110 кВ Капитальная	Т2	10	110/6	1975	45	50	0	0	н/д*	н/д*

ОАО «Челябинская электросетевая компания»	110	ПС 110 кВ Комсомольская	Т1	10	110/6	1980	40	50	4	8	н/д*	н/д*
ОАО «Челябинская электросетевая компания»	110	ПС 110 кВ Комсомольская	Т2	10	110/6	1980	40	50	19	38	н/д*	н/д*
ОАО «КМЗ»	110	ПС 110 кВ Заводская	Т1	25	110/6/6	1985	35	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «КМЗ»	110	ПС 110 кВ Заводская	Т2	25	110/6/6	1985	35	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Механический завод»	110	ПС 110 кВ Мехзавод	Т1	16	110/6	1974	46	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Механический завод»	110	ПС 110 кВ Мехзавод	Т2	16	110/6	1974	46	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Региональная сетевая компания»	110	ПС 110 кВ Смолинский карьер	Т1	10	110/35/6	1968	52	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Региональная сетевая компания»	110	ПС 110 кВ Смолинский карьер	Т2	10	110/35/6	1968	52	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «Уфалейникель»	110	ПС 110 кВ Никель	Т1	25	110/6/6	1986	34	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «Уфалейникель»	110	ПС 110 кВ Никель	Т2	25	110/6/6	1986	34	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Каслинская энергосбытовая компания»	110	ПС 110 кВ Машзавод	Т1	25	110/10/10	1977	43	126	28	22	23	18
ООО «Каслинская энергосбытовая компания»	110	ПС 110 кВ Машзавод	Т2	25	110/10/10	1977	43	126	28	22	23	18
МУП ММПКХ г. Озерска	110	ПС 110 кВ Озерская	Т1	25	110/6/6	2008	12	126	16	13	14	11
МУП ММПКХ г. Озерска	110	ПС 110 кВ Озерская	Т2	25	110/6/6	2008	12	126	13	10	11	9
ООО ПК «Интеклит»	110	ПС 110 кВ Даломо	Т1	16	110/10	2018	2	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Газпром энерго»	110	ПС 110 кВ КС-17	Т1	31.5	110/6	1964	56	158	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Газпром энерго»	110	ПС 110 кВ КС-17	Т2	31.5	110/6	1964	56	158	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Златэнерготелеком»	110	ПС 110 кВ Завод Ленина	Т1	40	110/6/6	1975	45	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Златэнерготелеком»	110	ПС 110 кВ Завод Ленина	Т2	40	110/6/6	1975	45	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Златмаш» (ООО «ЭДС»)	110	ПС 110 кВ Горная	Т1	6.3	110/6	1987	33	32	1	3	0	0
АО «Златмаш» (ООО «ЭДС»)	110	ПС 110 кВ Горная	Т2	6.3	110/6	1990	30	32	0	0	1	3
АО «Златмаш» (ООО «ЭДС»)	110	ПС 110 кВ Н. Златоуст	Т1	31.5	110/35/6	1960	60	165	0	0	0	0
АО «Златмаш» (ООО «ЭДС»)	110	ПС 110 кВ Н. Златоуст	Т2	31.5	110/35/6	1960	60	165	35	21	35	21
АО «Златмаш» (ООО «ЭДС»)	110	ПС 110 кВ Н. Златоуст	Т3	40	110/35/6	1973	47	201	130	65	95	47
АО «Автомобильный завод «УРАЛ»	110	ПС 110 кВ Северная	Т1	16	110/10	1992	28	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

АО «Автомобильный завод «УРАЛ»	110	ПС 110 кВ Северная	Т2	40	110/10/10	1984	36	201	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Автомобильный завод «УРАЛ»	110	ПС 110 кВ Автозаводская	Т1	20	110/35/6	1967	53	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Автомобильный завод «УРАЛ»	110	ПС 110 кВ Сталелитейная	Т1	25	110/35/6	1979	41	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Автомобильный завод «УРАЛ»	110	ПС 110 кВ Сталелитейная	Т2	25	110/35/6	1979	41	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Автомобильный завод «УРАЛ»	110	ТЭЦ УралАЗ	Т1	31.5	110/10	1966	54	158	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Уралкраз»	110	ПС 110 кВ Крановая	Т1	10	110/10	1971	49	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Уралкраз»	110	ПС 110 кВ Крановая	Т2	10	110/10	1971	49	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Комбинат Магнезит» (ООО «Электросетевая компания»)	110	ПС 110 кВ Брусит	Т1	25	110/6/6	1978	42	126	33	26	25	20
АО «Комбинат Магнезит» (ООО «Электросетевая компания»)	110	ПС 110 кВ Брусит	Т2	25	110/6/6	1978	42	126	28	22	18	14
АО «Комбинат Магнезит»	110	ПС 110 кВ Огнеупор	Т1	31.5	110/35/6	н/д*	н/д*	158	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Комбинат Магнезит»	110	ПС 110 кВ Огнеупор	Т2	31.5	110/35/6	н/д*	н/д*	158	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Катавский цемент»	110	ПС 110 кВ КИЦЗ	Т1	20	110/6/6	2003	17	105	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Катавский цемент»	110	ПС 110 кВ КИЦЗ	Т2	25	110/6/6	1993	27	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Катав-Ивановский литейный завод»	110	ПС 110 кВ КИЛМЗ	Т1	16	110/6	1978	42	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Катав-Ивановский литейный завод»	110	ПС 110 кВ КИЛМЗ	Т2	16	110/6	1966	54	80	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «УКВЗ имени С.М. Кирова» – филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»	110	ПС 110 кВ УКВЗ	Т1	32	110/6/6	1982	38	161	39	24	29	18
АО «УКВЗ имени С.М. Кирова» – филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»	110	ПС 110 кВ УКВЗ	Т2	32	110/6/6	1982	38	161	44	27	31	19
ФГУП «ПСЗ»	110	ПС 110 кВ Лесная	Т1	16	110/10	1989	31	80	37	46	0	0
ФГУП «ПСЗ»	110	ПС 110 кВ Лесная	Т2	16	110/10	1979	41	80	17	21	44	55
ООО «Электросетевая компания»	110	ПС 110 кВ Куса	Т1	15	110/6	1969	51	77	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Электросетевая компания»	110	ПС 110 кВ Куса	Т2	25	110/6	2012	8	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

АО «Транснефть – Урал»	110	ПС 110 кВ Жука-Тау	Т1	10	110/6	1980	40	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Транснефть – Урал»	110	ПС 110 кВ Жука-Тау	Т2	10	110/6	1980	40	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Транснефть – Урал»	110	ПС 110 кВ Травники	Т1	10	110/35/6	1971	49	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Транснефть – Урал»	110	ПС 110 кВ Травники	Т2	10	110/35/6	1971	49	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Троицкий металлургический завод»	110	ПС 110 кВ Дизельная	Т1	25	110/6	1980	40	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ООО «Троицкий металлургический завод»	110	ПС 110 кВ Дизельная	Т2	25	110/6	1980	40	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Южуралзолото группа компаний»	110	ПС 110 кВ Центральная разведочная	Т1	25	110/6	2018	2	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Южуралзолото группа компаний»	110	ПС 110 кВ Центральная разведочная	Т2	25	110/6	2018	2	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Южуралзолото группа компаний»	110	ПС 110 кВ Светлинский ГОК	Т1	25	110/6	н/д*	н/д*	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ЗАО «КМЭЗ»	110	ПС 110 кВ Электролитная	1Т	25	110/6/6	н/д*	н/д*	126	12.4	9.8	27	21.4
ЗАО «КМЭЗ»	110	ПС 110 кВ Электролитная	2Т	40	110/6/6	н/д*	н/д*	201	31.8	15.8	0	0.0
ОАО «Александринская горно-рудная компания»	110	ПС 110 кВ Алескандринская	Т1	6.3	110/6	н/д*	н/д*	32	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
ОАО «Александринская горно-рудная компания»	110	ПС 110 кВ Алескандринская	Т2	6.3	110/6	н/д*	н/д*	32	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
н/д*	110	ПС 110 кВ Золотая	Т1	10	110/6	н/д*	н/д*	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
н/д*	110	ПС 110 кВ Золотая	Т2	10	110/6	н/д*	н/д*	50	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Миасский машиностроительный завод»	110	Тургоякская ТЭЦ	Т1	32	110/10	1969	51	161	0	0	0	0
АО «Миасский машиностроительный завод»	110	Тургоякская ТЭЦ	Т2	31.5	110/10	1960	60	158	92	58.2	62	39.2
АО «Учалинский ГОК»	110	ПС 110 кВ Узельга	Т1	25	110/6/6	н/д*	н/д*	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*
АО «Учалинский ГОК»	110	ПС 110 кВ Узельга	Т2	25	110/6/6	н/д*	н/д*	126	н/д*	н/д*	н/д*	н/д*

* Данные отсутствуют (не предоставлены собственниками оборудования).

32. Расчеты электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области (режим зимний и летний максимумы нагрузок рабочего дня, летний минимум нагрузок выходного дня) для каждого года на пятилетний период.

При выполнении расчетов максимально допустимый переток (далее – МДП) мощности в сечении № 13 «Урал» принимался величиной:

в нормальной схеме - 4300 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская - 4000 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская) - 4000 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская - 4200 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево или Кропачево – Приваловская или ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская) - 3600 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская - 3600 МВт.

МДП в сечении № 79 «Малахит» принимался величиной:

в нормальной схеме - 4500 МВт;

в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 - 4300 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС - 4000 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская - 4300 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево или ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская или ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская) - 3900 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская - 3900 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская - 3000 МВт.

МДП в сечении № 41 «Север – Юг 2» принимался величиной:

в нормальной схеме - 3500 МВт;

в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 2600 МВт;

в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС–2 – Шагол (из контроля исключается КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 - 2400 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская - 2700 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская) - 2700 МВт.

При этом контролировались перетоки в сечениях № 2 (Урал – Запад, 3600 МВт), № 3 (Запад - Урал, 3800 МВт), № 7 (АРС РефтГРЭС, 3900 МВт), № 17 («Север–Юг 1», 4700 МВт), № 35 («Сечение 35», 2700 МВт), № 52 («Волга – Урал», 3700 МВт), № 75 («Сокол», 2100 МВт), № 141 («Юг – Север 2», 3900 МВт) на предмет непревышения МДП.

Проведен анализ параметров наиболее тяжелых послеаварийных режимов для режимов зимнего и летнего максимумов нагрузок рабочего дня, летнего

минимума нагрузок выходного дня в Карталинском, Златоустовско-Миасском, Северном, Магнитогорском и Челябинском энергорайонах энергосистемы Челябинской области для каждого года на пятилетний период. Результаты проведенного анализа представлены ниже.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов для периодов зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов представлены в приложении 9 к СиПРЭ Челябинской области.

В таблице 69 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в амперах и процентах от ДДТН, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в летнем режиме при температуре +30°С.

В таблице 70 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в амперах и процентах от ДДТН, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в летнем режиме при температуре +19°С.

В таблице 71 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в амперах и процентах от ДДТН, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в зимнем режиме при температуре 0°С.

В таблице 72 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в амперах и процентах от ДДТН, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в зимнем режиме при температуре -31°С.

Таблица 69

Элементы с указанием их загрузки в амперах и процентах от ДДТН, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в летнем режиме при температуре +30°С

Нормальная схема

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН, процентов/фактический ток, А											
		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год		2025 год	
		летний максимум											
		процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	153	688	166	702	166	701	164	694	163	690	163	688
АТГ связи Троицкой ГРЭС	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	105	605	105	603	105	605	106	615	106	615
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	139	543	152	558	152	558	151	553	150	550	149	548
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т		136	532	149	545	149	546	148	541	147	538	146	536
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	140	715	147	725	147	725	145	719	145	716	145	715
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	131	394	144	405	144	405	142	401	142	399	141	398
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Курортная до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	135	689	142	700	142	700	140	694	140	691	139	690
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	128	540	140	554	140	554	139	549	138	547	137	545

на ПС Шахтная)													
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	125	608	139	633	140	636	139	633	139	632	138	627
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	128	540	140	554	140	554	138	549	138	546	137	544
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	125	605	138	630	139	634	138	631	138	629	137	625
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	132	685	139	699	138	698	137	691	136	687	136	684
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная		126	656	136	667	136	666	135	660	135	657	134	656
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь		122	516	133	527	133	527	131	521	130	517	130	515
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь		122	516	133	527	133	527	131	521	130	517	130	515
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	119	620	132	645	133	649	132	645	132	644	131	640
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	122	636	133	648	133	648	131	641	131	638	130	636

ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Тургояк-т до отпайки)		121	631	132	644	132	643	130	637	130	633	129	631
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	118	611	130	636	131	640	130	636	130	635	129	631
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)		117	610	130	635	131	639	130	636	130	634	129	630
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)		117	609	130	634	131	638	130	635	130	633	129	629
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Кукшик-т до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	119	501	130	514	130	514	128	509	128	507	127	505
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Юрюзань до отпайки)		118	497	129	511	129	511	128	506	127	504	127	502
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	121	615	127	628	127	627	126	621	125	617	124	615
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС МММЗ до ТПС Миньяр)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	112	435	124	455	125	460	125	459	125	459	124	456
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	115	515	125	527	125	526	123	520	122	517	122	515

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Миньяр до ПС МММЗ)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	109	426	122	446	123	451	123	450	123	450	122	446
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Симская до ТПС Миньяр)		109	424	121	444	122	448	122	448	122	448	121	444
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)		108	422	121	442	122	447	122	446	122	446	121	443
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)		106	415	119	435	120	440	120	439	120	439	119	435
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)		106	414	118	434	120	439	120	438	119	438	119	434
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)		105	411	118	431	119	435	119	435	118	434	118	431
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	116	694	118	709	118	709	117	703	117	700	116	698
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь		116	694	118	709	118	709	117	703	117	700	116	698
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	105	442	114	453	114	453	113	449	113	447	112	445
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	110	589	113	565	108	544	104	520	101	505	101	507
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	107	545	112	552	111	551	111	548	110	546	110	546

Компрессорная)													
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	102	397	111	408	111	408	110	404	110	402	109	401
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	110	589	110	565	106	544	101	520	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Кисегач-т до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	103	524	107	531	107	531	107	528	106	526	106	525
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай		101	573	106	585	106	585	105	578	104	575	104	572
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	105	431	105	431	104	427	104	424	103	422
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Западная до ПС Шахтная)		-	-	104	441	104	441	103	437	103	435	102	433
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до ПС Шахтная)		-	-	104	440	104	440	103	436	103	434	102	432
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	104	605	104	604	103	598	102	595	102	592
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-	-	101	1759	102	1775	102	1774
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь	118	1135	118	1135	128	1230	128	1230	131	1260	130	1250

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	-	-	100	778	101	783	101	784	101	784	101	783
ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпакой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н.Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	101	441	101	441	100	437	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ II цепь	101	833	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	-	-	101	492	-	-	-	-	-	-	-	-

Ремонтные схемы

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН, процентов/фактический ток, А											
			2020 год		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год		2025 год	
			летний максимум											
			процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	221	662	241	680	241	681	239	674	238	671	237	668
АТГ связи Троицкой ГРЭС	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская	-	-	166	960	166	960	166	960	166	960	166	960
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	215	1045	239	1088	240	1094	239	1088	238	1085	237	1079
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	215	1041	238	1084	239	1090	238	1084	237	1081	236	1074
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	212	955	230	974	230	973	228	963	227	958	226	955

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	203	1055	225	1098	226	1104	225	1099	224	1096	223	1089
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	201	1047	223	1090	224	1096	223	1091	223	1088	221	1081
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)		ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	201	1046	223	1089	224	1095	223	1090	222	1087	221	1080
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	201	1046	223	1089	224	1095	223	1090	222	1087	221	1080
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	198	772	216	793	216	793	214	786	213	782	212	779
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)		ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	196	827	214	849	214	849	212	841	211	837	210	834
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на		ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	196	827	214	848	214	848	212	841	211	837	210	833

ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до отпайки на ПС Шахтная)														
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	181	765	198	784	198	784	196	777	195	774	194	771
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	178	751	194	768	194	768	191	759	190	754	189	750
		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	178	751	194	769	194	768	191	759	190	754	189	751
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь		ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	178	751	194	768	194	768	191	759	190	754	189	750
		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	178	751	194	769	194	768	191	759	190	754	189	751
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС ММЗ до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	172	669	191	701	193	708	193	707	193	706	191	701
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	183	952	193	971	192	970	190	960	189	955	189	952
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Симская до ТПС	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	170	663	190	695	191	702	191	700	191	700	189	694

Миньяр)	Аша)													
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)		ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	170	661	189	693	191	700	191	699	191	699	189	693
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	179	696	191	700	191	700	189	692	188	688	187	685
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Миньяр до ПС МММЗ)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	169	660	189	692	191	699	190	698	190	697	189	692
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	181	923	189	936	189	936	188	928	187	924	187	923
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	174	902	188	920	188	920	186	910	185	905	185	902
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	167	650	186	682	188	689	188	688	187	687	186	681

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	167	650	186	681	188	688	187	687	187	686	186	681
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)		ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	166	649	186	680	188	687	187	686	187	686	186	680
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Тургояк-т до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	173	898	187	916	187	915	185	906	184	901	184	898
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	171	665	186	683	186	683	185	677	184	674	183	671
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Западная до ПС Шахтная)	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	167	753	183	772	183	772	181	766	180	762	179	759
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до ПС Шахтная)		ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	167	752	182	772	182	772	181	765	180	761	179	758
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	173	882	182	900	182	899	180	890	179	885	178	882
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	167	751	182	768	181	767	179	758	178	754	177	750

		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	167	751	182	768	181	767	179	758	178	754	177	750
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Курортная до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	172	878	180	892	180	891	179	884	178	880	178	879
ВЛ 110 кВ Станкозаводская – Троицкая районная	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	173	633	174	639	175	642	176	644	175	643
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	162	843	175	857	175	857	174	849	173	845	173	844
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	162	828	170	839	170	839	168	833	168	830	168	829
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Кукшик-т до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	157	664	168	667	168	667	166	659	165	655	164	652
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалим-		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	157	661	168	664	167	664	166	656	164	652	164	649

кино-т (участок от ПС Юрюзань до отпайки)													
ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	159	696	161	702	162	705	162	707	162	706
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Кисегач-т до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	153	780	160	792	160	792	159	786	158	782	158	781
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	154	925	157	944	157	945	156	937	155	932	155	930
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь		ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	154	925	157	944	157	945	156	937	155	932	155	930
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	145	1195	156	1208	157	1216	157	1217	157	1217	157	1216
ВЛ 110 кВ Кумысная-т – Станкозаводская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	154	653	156	659	157	662	157	664	157	663
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	147	840	155	858	155	858	154	849	153	844	152	840
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	143	1182	154	1195	155	1203	155	1204	155	1205	155	1203
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	144	733	151	746	151	745	149	739	149	736	149	735

	Чебаркуль до ПС Компрессорная)													
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	143	859	151	877	151	877	149	867	148	862	148	859
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	146	2532	148	2566	149	2588	150	2602	150	2601
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки)	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	133	598	145	612	145	612	143	606	143	603	142	601
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Березовская	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	143	2477	142	2460	139	2421	138	2398	138	2394
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	135	570	140	573	140	573	138	566	137	562	136	558
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	127	572	138	585	138	585	137	580	136	577	136	575
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	126	566	137	580	137	581	136	575	135	572	135	569

от ПС Приваловская до отпайки)	Единовер-т до отпайки на ПС Бердяуш-т)												
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	125	563	136	576	136	576	135	571	134	568	134	566
ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н. Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	127	573	134	585	134	585	133	580	132	577	132	576
ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	122	548	133	561	133	562	131	556	131	553	130	551
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	132	1072	132	1044	132	1040	130	1027	129	1021	129	1018
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	131	1069	132	1042	131	1037	130	1025	129	1019	129	1016
ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки на	ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	125	562	132	574	132	574	130	569	130	567	130	565

ПС Тундуш-т)														
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	-	-	131	658	130	652	129	645	128	641	128	642
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)	ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н. Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	119	536	129	547	129	547	128	542	128	540	127	538
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Салган-т до ПС Тундуш-т)		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	119	535	129	546	129	546	128	542	128	539	127	538
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	121	510	129	526	129	526	127	520	126	518	126	515
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	-	-	128	658	127	652	126	645	125	641	125	642
ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая	ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н.Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	118	529	128	540	128	540	127	535	126	533	126	532
КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол	117	967	122	977	123	982	123	984	123	985	123	983

		II цепь												
ВЛ 110 кВ Биргильда-т – Бишкиль-т	ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	112	297	121	301	121	300	119	297	118	295	118	294
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	-	-	120	586	119	580	117	573	116	569	117	570
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	119	485	118	485	117	479	116	476	116	474
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	119	485	118	485	117	479	116	476	116	474
ВЛ 110 кВ Кыштым – Аргаяш	ВЛ 500 кВ Исеть– Козырево	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол	106	477	114	483	116	491	118	497	118	501	119	501
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	109	487	117	489	117	489	117	488	116	488	116	487
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь		ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	109	487	117	489	117	489	117	488	116	488	116	487

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Лесная до отпайки)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	109	328	116	337	116	337	115	334	114	332	114	331
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Лесная до отпайки)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	109	328	116	337	116	337	115	334	114	332	114	331
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до ПС Северная)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (участок от отпайки на ПС ЧЭРЗ до отпайки на ПС Северная)	108	421	115	421	115	422	115	422	115	422	115	423
ВЛ 110 кВ Гусенич-ная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Гусенич-ная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	-	-	113	553	112	548	111	541	110	537	110	537
ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь	103	465	113	476	113	476	112	472	111	471	111	469
ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь		ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь	103	465	113	476	113	476	112	472	111	471	111	469

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	102	307	109	316	109	316	108	313	107	311	106	310
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)		ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	102	307	109	316	109	316	108	313	107	311	107	310
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь	-	-	101	486	104	497	106	508	107	515	108	517
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь		ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	-	-	101	486	104	497	106	508	107	515	108	517
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Приваловская до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	106	435	106	435	106	432	105	431	105	430
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Приваловская до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	106	435	106	435	106	432	105	431	105	430

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ПС Северная до ПС ЧЭРЗ)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (участок от отпайки на ПС ЧЭРЗ до отпайки на ПС Северная)	-	-	105	384	105	384	105	384	105	385	105	385
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до отпайки на ПС Северная)		КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до ПС Северная)	-	-	105	383	105	384	105	384	105	384	105	384
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	102	1827	103	1848	104	1867	105	1878	105	1878
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь	-	-	104	456	104	456	104	452	103	450	103	449
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь		ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь	-	-	104	456	104	456	104	452	103	450	103	449
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	100	487	104	488	104	489	104	488	104	488	103	487
ВЛ 110 кВ Ю. Копи –	ВЛ 500 кВ Шагол –	ВЛ 110 кВ	-	-	-	-	-	-	102	487	103	493	103	496

Козырево-т II цепь	Козырево	Ю. Копи – Козырево-т I цепь												
ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь		ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь	-	-	-	-	-	-	102	487	103	493	103	496
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (участок от ПС Першино до ПС ГПП 16)	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	-	-	103	638	103	639	103	638	103	639	103	638
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь		ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	-	-	103	637	103	637	103	637	103	637	103	637
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	101	415	101	414	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	101	415	101	414	-	-	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ II цепь	-	101	833	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол №1 с отпайкой на ПС Цинковая 110	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110	-	-	101	369	101	370	101	370	101	370	101	370

ПС Аэродромная до ПС ЧЭРЗ)	(участок от ЧТЭЦ-4 до отпайки)	(участок от ПС СЗК до отпайки)												
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от отпайки на ПС Тракторозаводская-2 до ПС Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	-	-	101	492	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 70

Элементы с указанием их загрузки в амперах и процентах от ДДТН, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в летнем режиме при температуре +19°С

Нормальная схема

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН, процентов/фактический ток, А																							
		2020 год				2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
		летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум	
		процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	157	707	164	740	151	721	156	747	151	721	156	745	149	714	155	739	149	710	154	736	148	708	154	734
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	144	561	150	584	139	576	143	591	139	577	143	591	138	571	142	586	137	569	141	584	137	566	141	583
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	142	724	131	665	144	735	131	670	144	735	131	669	143	729	130	664	142	726	130	662	142	725	130	661
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная		135	704	142	737	138	718	143	744	138	718	143	742	137	711	142	736	136	707	141	733	136	705	141	731
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	140	547	140	547	135	561	134	554	136	561	134	553	134	557	133	549	134	554	132	547	133	552	132	546
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	137	700	128	652	139	711	129	657	139	711	129	655	138	705	128	651	138	702	127	648	137	701	127	647

Курортная до ПС Компрессорная)																									
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	136	407	139	418	131	418	133	423	131	418	133	422	130	414	132	419	129	412	131	418	129	411	131	417
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	131	635	137	665	128	660	131	676	129	664	132	678	128	660	131	675	128	659	131	674	127	655	130	671
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	126	533	137	578	122	545	130	584	122	544	130	582	120	538	129	577	119	535	128	575	119	533	128	573
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь		126	533	137	578	122	545	130	584	122	544	130	582	120	538	129	577	119	535	128	575	119	533	128	573
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	132	557	136	572	127	571	129	579	127	571	129	578	126	566	128	574	126	564	128	572	125	562	127	571
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до отпайки на ПС Шахтная)		132	556	135	571	127	570	129	578	127	570	129	578	126	565	128	574	126	563	128	571	125	561	127	570
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	131	633	135	656	128	658	130	667	128	662	130	669	128	658	129	666	128	656	129	664	127	653	128	661

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)		124	647	135	700	122	672	129	712	122	675	129	713	122	672	129	710	121	671	128	709	121	667	128	706
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)		123	637	130	678	120	662	125	690	121	666	125	691	120	663	125	689	120	661	125	687	119	657	124	684
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)		123	638	130	676	120	663	125	688	121	667	125	690	120	663	124	687	120	662	124	685	119	658	124	682
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	124	632	129	655	127	645	130	662	126	645	129	660	125	638	128	655	125	635	128	652	124	633	128	651
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Кукшик-т до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	123	517	129	545	118	531	123	552	119	531	123	551	117	526	122	547	117	524	122	545	116	522	121	544
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	122	636	129	671	120	661	124	682	120	665	124	684	120	662	123	681	120	660	123	680	119	656	123	677
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	126	652	129	670	120	665	123	676	120	664	122	675	119	658	121	670	119	655	121	667	118	653	121	665

ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3		118	533	128	578	114	545	122	584	114	544	122	582	113	538	121	577	112	535	120	574	112	533	120	573
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная		128	668	122	633	123	679	116	638	123	679	115	637	122	673	115	632	121	670	114	630	121	668	114	629
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Тургояк-т до отпайки)		125	648	128	666	120	661	122	672	120	660	122	671	118	654	121	666	118	650	120	663	117	648	120	661
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	122	514	127	537	118	528	121	544	118	528	121	543	117	523	120	539	116	521	120	537	116	519	120	536
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС МММЗ до ТПС Миньяр)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	117	457	125	487	115	477	120	497	116	481	121	500	116	481	121	499	116	480	121	499	115	477	120	497
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Симская до ТПС Миньяр)		114	446	123	480	113	466	119	491	114	471	119	494	113	470	119	493	113	470	119	493	113	466	118	490
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Миньяр до ПС МММЗ)		115	448	122	475	113	468	117	486	114	473	118	488	114	472	118	487	114	472	118	487	113	468	117	485
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)		114	444	122	475	112	465	117	486	113	469	118	488	113	468	118	487	113	468	118	487	112	465	117	485

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)		112	437	122	474	111	458	117	485	112	462	118	487	111	461	118	487	111	461	117	486	111	458	117	484
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	118	711	120	722	121	726	122	729	121	726	121	728	120	720	121	724	120	717	120	721	119	715	120	720
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь		118	711	120	722	121	726	122	729	121	726	121	728	120	720	121	724	120	717	120	721	119	715	120	720
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	111	433	121	470	110	454	116	481	111	458	117	483	110	457	117	482	110	457	116	482	109	453	116	479
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)		112	436	119	466	110	457	115	477	111	461	116	479	111	460	116	478	111	460	115	478	110	457	115	475
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	103	435	110	463	106	449	111	469	106	449	111	469	105	444	110	465	105	442	110	463	104	440	109	462
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	104	591	110	627	106	604	111	634	106	604	111	632	105	597	110	627	104	594	110	624	104	592	109	623
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	108	455	111	469	104	466	106	475	104	466	106	474	103	462	105	471	103	460	105	469	102	458	104	468
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	109	581	103	550	105	558	100	534	101	539	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	109	581	103	550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	107	548	-	-	109	555	-	-	109	555	-	-	108	551	-	-	108	550	-	-	108	549	-	-
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	105	410	109	423	102	421	104	429	102	421	103	428	101	417	103	425	100	415	102	424			102	422
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	102	610	108	645	104	623	109	652	104	623	108	650	103	616	108	645	102	613	107	642	102	611	107	641
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Кисегач-т до ПС Компрессорная)		104	528	-	-	105	536	-	-	105	535	-	-	104	532	-	-	104	530	-	-	104	530	-	-
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Западная до ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	101	455	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до ПС Шахтная)		-	-	101	454	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ремонтные схемы

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН, процентов/фактический ток, А																	
			2020 год				2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
			летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум		летний максимум		летний минимум	
			процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	225	1092	237	1148	220	1135	227	1168	222	1141	227	1170	220	1135	226	1165	220	1132	226	1163	219	1126	225	1158
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	228	684	236	707	221	702	225	715	221	702	224	715	219	696	223	709	218	693	222	707	217	690	221	705
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	224	1088	234	1136	220	1131	225	1156	221	1137	225	1159	220	1131	224	1154	219	1128	224	1151	218	1122	223	1146
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до		ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	212	1102	227	1181	207	1145	217	1201	208	1151	218	1203	207	1145	217	1198	207	1142	217	1196	206	1136	216	1191

отпайки на ПС Первогорская)																								
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	218	981	226	1017	210	1001	215	1027	209	1000	214	1024	207	991	213	1016	206	985	212	1012	206	982	211	1010
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	210	1094	223	1161	206	1137	214	1181	207	1143	214	1184	206	1137	214	1179	206	1135	213	1177	204	1128	212	1171
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	210	1093	222	1157	206	1136	213	1177	207	1142	214	1179	206	1136	213	1174	205	1134	212	1172	204	1127	211	1167
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	210	1093	222	1153	206	1136	213	1173	207	1142	213	1176	206	1136	212	1171	205	1134	212	1169	204	1127	211	1163

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	205	798	212	828	198	819	203	839	198	819	202	838	196	812	201	832	195	808	200	829	194	805	200	826
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)		ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	202	852	208	878	195	874	198	888	195	874	198	887	193	867	197	881	193	863	196	878	192	860	195	875
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до отпайки на ПС Шахтная)		ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	202	852	208	877	195	873	198	887	195	873	198	886	193	866	196	880	192	862	196	877	192	859	195	875
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	184	777	200	843	177	794	190	852	177	794	190	849	175	785	188	842	174	780	187	838	173	777	187	836
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	184	777	200	843	177	794	190	852	177	794	190	849	175	785	188	842	174	780	187	838	173	777	187	836
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	188	978	195	1014	192	998	197	1024	192	997	196	1022	190	988	195	1013	189	982	194	1009	188	979	194	1007

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС ММЗ до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	181	704	193	754	178	736	186	771	179	743	187	775	179	741	187	774	179	741	187	773	178	735	186	769
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	187	787	192	812	180	807	183	821	180	808	183	820	179	801	182	815	178	797	181	812	177	794	181	810
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Симская до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	179	698	192	749	176	729	185	766	178	736	186	770	177	735	186	768	177	734	185	768	176	729	184	764
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)		ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	179	696	191	744	176	728	184	761	177	735	185	764	177	733	184	763	177	733	184	762	176	728	183	758
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Миньяр до ПС ММЗ)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	178	695	191	743	176	727	184	760	177	734	184	764	177	732	184	762	177	732	184	762	175	727	183	758
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)		ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	176	685	190	742	173	717	183	759	175	724	184	763	174	722	184	761	174	721	184	761	173	716	183	757

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	176	686	189	739	173	717	183	756	175	724	183	760	175	723	183	758	174	722	183	758	173	717	182	753
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	175	684	188	734	173	716	181	751	174	723	182	755	174	721	182	753	174	720	182	753	173	715	181	748
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	173	777	187	842	166	794	178	851	166	793	178	849	164	784	176	842	163	780	175	838	163	777	175	836
		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	173	777	187	842	166	794	178	851	166	793	178	849	164	784	176	842	163	780	175	838	163	777	175	836
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	185	721	187	727	175	725	174	722	175	725	174	720	173	717	172	714	172	713	172	711	172	710	171	708
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	178	907	184	940	181	925	186	949	181	925	186	947	180	915	184	939	179	911	183	935	178	908	183	933
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	183	933	165	840	186	947	166	846	186	947	166	844	184	940	164	838	184	936	164	835	183	935	164	834

ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	178	927	184	955	171	945	175	964	171	944	174	962	169	935	173	954	169	930	172	950	168	927	172	948
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Тургояк-т до отпайки)		ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	177	922	183	951	170	941	174	960	170	940	173	958	169	931	172	950	168	926	171	946	167	923	171	944
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	176	687	183	712	170	705	174	721	170	705	174	720	169	699	173	715	168	696	172	712	167	693	172	710
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Курортная до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	175	890	160	815	177	904	161	821	177	904	161	819	176	897	160	813	175	893	159	810	175	892	159	809
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Западная до ПС Шахтная)	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	172	776	177	797	167	796	169	807	167	796	169	806	165	789	168	800	164	786	167	797	164	783	166	795
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до ПС Шахтная)		ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	172	775	177	797	166	795	169	806	166	795	169	805	165	788	167	800	164	785	167	797	164	782	166	794

ВЛ 110 кВ Станкозаводская – Троицкая районная	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС	162	630	176	686	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Кукшик-т до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	163	690	172	726	155	694	161	720	155	693	160	718	153	686	159	712	152	682	158	709	151	679	158	706
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Юрюзань до отпайки)		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	163	687	170	717	154	691	159	712	154	690	158	710	152	683	157	704	152	679	156	700	151	676	156	698
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	164	835	146	746	166	846	147	751	166	846	147	750	165	840	146	745	164	837	146	743	164	837	146	742
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	165	857	153	795	158	871	145	801	158	871	145	800	156	863	144	794	156	860	143	791	155	858	143	789
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская –	ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка	158	946	160	963	161	966	162	972	161	967	162	971	160	959	161	964	159	955	160	961	159	952	160	959

	Златоуст	III цепь																								
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь		ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	158	946	160	963	161	966	162	972	161	967	162	971	160	959	161	964	159	955	160	961	159	952	160	959
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	152	867	160	913	155	885	162	922	155	885	161	920	154	876	160	913	153	871	159	909	152	868	159	906
ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	156	701	160	720	157	707	161	725	158	710	162	727	158	712	162	728	158	711	162	727
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Кисегач-т до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	155	789	141	719	157	801	142	725	157	801	142	723	156	795	141	719	155	792	141	716	155	791	140	715
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	148	885	155	930	151	903	157	939	151	903	156	937	149	894	155	930	148	889	154	926	148	886	154	923
ВЛ 110 кВ Кумысная-т – Станкозаводская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС	144	649	155	696	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	141	595	149	631	142	599	148	626	142	599	148	624	140	592	147	618	139	588	146	615	139	585	145	612
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	146	744	138	703	148	756	139	709	148	756	139	707	147	750	138	703	147	747	137	700	146	746	137	699

	Чебаркуль до ПС Компрессорная)																							
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	147	1211	137	1127	140	1224	129	1127	141	1231	129	1132	141	1232	129	1132	141	1233	129	1132	141	1232	129	1131
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	145	1198	135	1115	138	1211	127	1115	139	1219	128	1120	139	1219	128	1120	139	1220	128	1121	139	1219	128	1119
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки)	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	137	615	141	635	132	629	134	642	132	629	134	641	130	623	133	636	130	620	133	634	129	618	132	632
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	131	2564	137	2681	133	2598	139	2706	134	2619	139	2723	135	2632	140	2733	135	2631	140	2732
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	126	531	134	567	130	547	136	574	130	547	136	574	128	541	135	569	128	538	134	567	127	536	134	565
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	130	584	135	609	125	598	129	616	125	599	129	615	124	593	128	610	123	590	127	608	123	588	127	606

	отпайки на ПС Бердяуш-т)																							
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	131	588	135	609	126	602	129	616	126	602	129	615	125	596	128	610	124	594	127	608	124	592	127	606
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Березовская	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	129	2512	135	2640	128	2495	134	2626	126	2457	133	2597	125	2435	132	2579	125	2432	132	2577
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	135	1096	121	983	131	1068	116	942	131	1064	115	937	129	1052	114	927	129	1046	113	922	128	1043	113	919
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	134	1094	121	981	131	1066	116	940	131	1062	115	935	129	1050	114	925	128	1044	113	920	128	1041	113	917
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	129	580	134	602	124	593	127	608	124	594	127	607	123	588	126	603	122	585	126	600	122	583	125	599

ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н. Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	130	585	132	593	133	597	133	598	133	597	133	598	132	592	132	594	131	590	132	592	131	589	131	591
ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки на ПС Тундуш-т)		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	128	575	130	587	130	587	132	592	130	587	132	592	129	582	131	588	129	580	130	586	129	578	130	585
ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	126	565	131	589	121	579	125	596	121	579	125	595	120	574	124	590	119	571	123	588	119	569	123	586
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллурги-ческая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	112	498	131	582	106	500	124	585	106	500	124	585	106	500	123	584	105	499	123	584	105	498	123	583
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь		ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	112	498	131	582	106	500	124	585	106	500	124	585	106	500	123	584	105	499	123	584	105	498	123	582
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	125	667	113	601	113	643	103	584	110	623	101	570	106	600	-	-	103	586	-	-	104	587	-	-
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь		ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ	125	667	113	601	120	643	109	584	117	623	107	570	112	600	104	553	110	586	102	543	110	587	102	545

	Массивная)	I цепь																							
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	123	521	119	500	125	526	119	500	124	524	117	494	123	520	116	491	123	517	116	490	122	516
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	123	521	119	500	125	526	119	500	124	524	117	494	123	520	116	491	123	517	116	490	122	516
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Лесная до отпайки)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	113	340	122	367	117	349	124	371	117	349	124	371	115	346	123	368	115	344	122	367	114	343	122	366
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Лесная до отпайки)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	113	340	122	367	117	349	124	371	117	349	124	371	115	346	123	368	115	344	122	367	114	343	122	366
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС	ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	122	547	124	557	117	558	118	562	117	559	117	561	116	554	117	557	115	552	116	556	115	550	116	555

Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)	отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н. Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)																								
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Салган-т до ПС Тундуш-т)		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	122	547	124	556	117	558	118	561	117	558	117	561	116	554	117	557	115	551	116	555	115	550	116	554
ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	120	541	121	546	116	552	115	551	116	552	115	550	115	548	114	546	114	545	114	545	114	544	114	543
КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	119	979	108	894	120	989	109	896	121	994	109	899	121	995	109	900	121	996	109	900	121	995	109	899
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	103	498	119	579	103	500	120	581	103	500	120	581	103	499	120	580	103	499	120	580	103	498	119	579
ВЛ 110 кВ Биргильда-т – Бишкиль-т	ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	115	304	118	313	109	308	112	314	109	307	111	313	108	304	110	310	107	302	110	309	107	301	110	308
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	106	319	115	345	110	329	117	350	110	329	116	349	109	325	116	347	108	324	115	345	107	322	115	344

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	106	319	115	345	110	329	117	350	110	329	116	349	109	325	116	347	108	324	115	345	107	322	115	344
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС Массивная)	114	591	104	539	103	569	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	110	465	102	432	112	471	102	432	111	469	101	426	110	465	100	423	110	462	-	-	109	461
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	110	465	102	432	112	471	102	432	111	469	101	426	110	465	100	423	110	462	-	-	109	461

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторо-заводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозавод-ская-2)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	108	559	109	568	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь	106	477	108	484	102	487	102	489	102	488	102	489	101	484	102	486	101	482	101	484	101	481	101	484
ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь		ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь	106	477	108	484	102	487	102	489	102	488	102	489	101	484	102	486	101	482	101	484	101	481	101	484
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до ПС Северная)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (участок от отпайки на ПС ЧЭРЗ до отпайки на ПС Северная)	107	418	-	-	101	418	-	-	101	418	-	-	101	419	-	-	101	419	-	-	101	419	-	-
ВЛ 110 кВ Новометаллурги-ческая – Плавильная с отпайками (участок от ПС Першино до ПС Плавильная)	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	-	-	106	641	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	101	425	105	442	102	429	105	442	102	428	104	440	101	426	104	438	101	425	104	437	101	424

от ПС Приваловская до ПС Огнеупор)	(участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)																								
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Приваловская до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	101	425	105	442	102	429	105	442	102	428	104	440	101	426	104	438	101	425	104	437	101	424
ВЛ 110 кВ Кыштым – Аргаяш	ВЛ 500 кВ Исеть–Козырево	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол	105	470	101	453	-	-	-	-	101	483	-	-	102	490	-	-	103	493	-	-	103	494	-	-
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (участок от ПС Першино до ПС ГПП16)	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	-	-	104	688	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от отпайки на ПС Тракторозаводская-2 до ПС Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	-	-	104	542	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (участок от ПС	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	-	-	104	687	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	Першино до ПС ГПП16)																							
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь	101	456	-	-	103	465	-	-	103	465	-	-	103	461	-	-	102	459	-	-	102	458	-	-
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь		ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь	101	456	-	-	103	465	-	-	103	465	-	-	103	461	-	-	102	459	-	-	102	458	-	-
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101	1864	-	-	101	1875	-	-	101	1875	-	-

Таблица 71

Элементы с указанием их загрузки в амперах и процентах от ДДТН, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в зимнем режиме при температуре 0°С

Нормальная схема

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН, процентов/фактический ток, А																							
		2020 год				2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум	
		процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	132	764	155	900	172	773	202	911	172	773	202	911	170	765	201	904	169	761	200	901	169	759	200	899
АТГ связи Троицкой ГРЭС	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	116	670	103	600	116	670	103	600	116	670	103	600	116	670	103	600	116	670	103	600	116	670	103	600
АТ связи Южноуральской ГРЭС-2	КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол	127	735	120	690	126	730	118	680	125	723	117	675	125	720	118	680	125	720	118	680	124	717	118	680
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	117	701	144	863	148	716	181	878	149	720	182	883	148	716	181	879	148	715	181	878	147	714	180	874
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	121	611	139	697	159	620	181	707	159	621	182	708	158	616	180	704	157	613	180	701	157	611	179	699
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	115	692	144	861	146	707	181	876	147	711	182	881	146	708	181	877	146	706	181	876	145	705	180	872

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)		113	756	136	913	148	771	179	928	149	775	179	933	148	772	179	930	148	771	179	928	148	770	178	925
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	127	760	150	897	148	770	175	907	148	769	175	907	146	761	173	901	146	758	173	898	145	755	172	895
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	115	725	140	880	142	740	172	895	143	744	173	900	142	740	172	896	142	739	172	895	142	738	172	892
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)		114	717	139	877	141	731	172	892	142	736	173	897	141	732	172	894	141	731	172	892	140	730	171	889
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)		107	720	130	874	141	735	171	890	142	739	172	894	142	736	171	891	141	735	171	889	141	734	170	886
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	113	615	131	715	148	622	172	724	147	622	172	724	146	615	170	719	145	612	170	716	145	610	169	714
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь		113	615	131	715	148	622	172	724	147	622	172	724	146	615	170	719	145	612	170	716	145	610	169	714
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	120	605	131	657	157	613	171	667	157	614	171	668	156	609	170	664	156	607	170	662	155	605	169	660
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	139	831	144	861	164	837	170	868	164	837	170	869	163	831	169	864	162	828	169	861	162	826	169	860

Компрессорная)																								
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	114	440	129	499	149	447	169	506	149	447	169	507	148	443	168	504	147	441	167	502	147	440	167	501
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Курортная до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	135	812	141	846	160	818	167	853	160	818	167	854	159	812	166	849	159	809	166	846	158	807	166	845
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	124	617	138	687	148	625	165	697	148	626	165	698	147	621	164	694	147	618	164	692	146	617	163	690
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до отпайки на ПС Шахтная)		124	616	138	687	148	625	165	696	148	626	165	698	147	620	164	693	146	618	164	691	146	616	163	689
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	106	614	123	715	138	622	161	724	138	621	161	724	137	615	160	718	136	612	159	715	135	610	159	713
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т		114	683	134	806	136	691	160	816	135	691	160	816	134	684	159	810	133	680	158	807	133	678	158	805
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Симская до ТПС Миньяр)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	120	604	126	492	159	618	128	497	160	623	127	496	160	622	127	496	160	622	127	496	159	619
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС МММЗ до ТПС		-	-	119	600	124	484	158	615	125	489	159	619	125	488	159	618	125	488	159	618	125	488	158	615

Миньяр)																									
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	118	707	136	815	138	715	159	824	137	714	159	825	136	707	157	819	135	704	157	816	135	702	157	814
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Тургояк-т до отпайки)		117	700	136	813	136	708	158	822	136	708	158	822	135	701	157	816	134	698	156	813	134	695	156	812
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная		129	768	136	814	149	775	158	822	149	775	158	822	148	769	157	817	147	766	157	814	147	764	156	813
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	118	594	122	476	156	608	123	480	157	613	123	479	157	612	123	479	157	612	123	479	156	608
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Кукшик-т до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	105	569	120	652	137	578	157	661	137	579	157	662	136	574	156	658	135	571	156	656	135	570	155	654
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Миньяр до ПС МММЗ)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	117	590	122	474	155	605	123	479	156	609	123	478	156	608	122	478	156	608	122	477	155	605
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)		-	-	117	589	121	471	155	604	122	475	156	608	122	474	156	607	122	474	156	607	122	474	155	603

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	103	563	119	647	135	571	156	656	136	572	156	657	134	567	155	653	134	565	154	651	134	563	154	649
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	117	588	120	470	155	603	122	474	156	607	121	473	155	606	121	473	155	606	121	473	155	603
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)		-	-	113	569	114	443	150	583	115	448	151	588	114	446	150	586	114	446	150	586	114	445	149	583
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	133	795	147	884	134	804	149	894	134	805	149	895	133	798	148	890	133	795	148	887	132	793	148	886
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь		133	795	147	884	134	804	149	894	134	805	149	895	133	798	148	890	133	795	148	887	132	793	148	886
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	140	748	121	648	136	724	118	630	132	703	115	614	127	678	111	594	124	663	109	583	122	654	110	585
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	111	666	130	783	118	674	139	792	118	674	139	792	117	667	138	786	116	663	137	783	116	661	137	781
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	109	748	-	-	136	724	118	630	132	703	115	614	127	678	111	594	124	663	109	583	122	654	110	585
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	103	561	112	474	135	570	113	475	135	571	111	470	134	567	111	468	134	565	111	467	133	563
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная		-	-	103	560	123	517	135	568	123	518	135	569	122	514	134	566	121	512	134	564	121	511	133	562
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	102	791	114	681	133	800	113	680	133	801	112	673	132	795	112	670	132	792	111	668	132	790
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	100	505	117	456	131	512	117	457	132	513	116	453	131	510	116	451	130	508	115	450	130	507

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	115	692	-	-	129	669	110	572	125	650	107	557	121	627	104	539	118	613	102	529	116	604	102	530
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Западная до ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	110	547	110	496	123	555	110	496	124	556	109	492	123	552	109	490	122	550	109	489	122	549
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до ПС Шахтная)		-	-	109	546	110	495	123	554	110	496	123	555	109	492	123	552	109	490	122	550	109	488	122	548
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	102	610	104	621	121	615	123	626	121	615	123	626	120	611	122	623	120	609	122	622	119	608	122	621
ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н. Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	-	-	108	487	121	544	108	487	121	545	107	483	120	541	107	481	120	540	107	480	120	539
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	-	-	101	427	120	508	102	428	121	509	100	424	120	505	-	-	119	504	-	-	119	502
ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	-	-	106	478	119	534	106	478	119	535	106	475	118	531	105	473	118	530	105	471	118	529

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	107	639	-	-	119	617	106	551	115	598	103	537	111	575	-	-	108	562	-	-	106	553	-	-
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Кисегач-т до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	-	-	117	594	118	601	117	594	118	602	116	590	117	598	115	588	117	597	115	587	117	596
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т		-	-	-	-	115	587	117	596	115	587	117	596	114	583	116	593	114	581	116	591	114	580	116	591
ВЛ 110 кВ Привалов-ская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	-	-	101	452	114	512	101	453	114	512	-	-	113	509	-	-	113	507	-	-	113	506
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)		-	-	-	-	100	450	111	501	100	450	112	502	-	-	111	499	-	-	111	497	-	-	110	496
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Салган-т до ПС Тундуш-т)		-	-	-	-	-	-	110	496	-	-	110	497	-	-	110	494	-	-	109	492	-	-	109	491
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	-	-	-	-	-	-	109	889	-	-	109	886	-	-	108	879	-	-	108	875	-	-	107	873
ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	-	-	-	-	109	490	-	-	109	490	-	-	108	487	-	-	108	486	-	-	108	485

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	-	-	-	-	-	-	109	883	-	-	108	880	-	-	107	873	-	-	107	869	-	-	107	868
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	-	-	-	-	108	485	-	-	108	485	-	-	107	482	-	-	107	480	-	-	107	479
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до ПС Северная)	3СШ 110 ЧТЭЦ-4	-	-	-	-	102	399	-	-	102	399	-	-	102	400	-	-	103	400	-	-	103	400	-	-
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	-	-	-	-	102	459	-	-	102	459	-	-	101	456	-	-	101	455	-	-	101	454
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до отпайки на ПС Бердяуш-т)		-	-	-	-	-	-	102	459	-	-	102	459	-	-	101	456	-	-	101	455	-	-	101	453

Ремонтные схемы

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН, процентов/фактический ток, А																			
			2020 год				2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год	
			зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум	
			процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозавод-ская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозавод-ская-2)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	-	-	-	-	158	820	137	710	157	815	136	706	155	808	135	701	155	804	134	698	154	801	134	698
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	-	-	-	-	164	875	144	767	163	870	143	763	162	862	142	757	161	858	141	754	160	856	141	755
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Курортная до ПС	ВЛ 500 кВ Злато-уст – Челябинская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	172	1033	183	1095	202	1029	214	1092	201	1027	214	1092	200	1019	213	1084	199	1014	212	1081	198	1011	211	1078

Компрессорная)																							
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	176	1054	185	1111	206	1049	217	1109	206	1048	217	1108	204	1039	216	1101	203	1035	215	1097	202	1032	215	1095
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	165	883	145	774	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 500 кВ Злато-уст – Челябинская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	165	987	177	1059	189	982	203	1057	189	981	203	1057	187	972	202	1049	186	968	201	1045	186	965	201	1043
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Тургояк-т до отпайки)		ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	166	994	195	1165	194	1007	227	1178	193	1006	227	1179	192	996	225	1170	191	991	224	1166	190	988	224	1163
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т		ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	163	977	193	1158	194	989	230	1172	194	988	230	1172	192	978	228	1164	191	973	227	1160	190	970	227	1157
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	182	1056	214	1243	238	1069	280	1258	237	1068	280	1258	235	1058	278	1249	234	1053	277	1245	233	1049	276	1242
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная		ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	175	1052	207	1240	205	1066	241	1254	205	1065	241	1255	203	1054	240	1246	202	1049	239	1241	201	1046	238	1238

ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	167	1001	195	1167	195	1013	227	1181	195	1012	227	1181	193	1002	226	1172	192	997	225	1168	191	994	224	1166
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	176	1053	199	1192	175	1049	198	1190	175	1048	198	1190	173	1038	197	1181	172	1033	196	1177	172	1031	196	1174
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	176	1053	199	1192	175	1049	198	1190	175	1048	198	1190	173	1038	197	1181	172	1033	196	1177	172	1031	196	1174
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	196	1237	240	1511	243	1263	296	1537	244	1270	297	1544	243	1264	296	1538	243	1262	296	1537	242	1260	294	1530
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	183	1227	223	1496	241	1252	293	1522	242	1260	294	1530	241	1254	293	1524	241	1251	293	1522	240	1250	292	1516
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	195	1229	239	1508	241	1254	295	1534	243	1262	296	1541	241	1255	295	1535	241	1253	295	1533	241	1251	294	1527

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	200	1200	247	1483	253	1225	311	1509	254	1232	313	1517	253	1226	312	1511	252	1223	311	1509	252	1222	310	1502
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	202	1213	249	1494	255	1238	313	1520	257	1246	315	1527	256	1240	314	1521	255	1237	313	1519	255	1236	312	1513
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	188	1263	229	1536	248	1288	300	1561	249	1296	302	1569	248	1290	301	1563	248	1288	300	1561	247	1286	299	1555
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	173	869	196	987	226	882	257	1002	227	884	257	1004	225	876	256	997	224	872	255	994	223	870	254	991
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до отпайки на ПС Шахтная)		ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	190	947	211	1051	228	960	253	1066	228	962	253	1068	226	954	251	1061	225	950	251	1058	225	948	250	1055
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки		ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	190	948	211	1051	228	961	253	1066	228	962	253	1068	226	954	252	1061	225	951	251	1058	225	948	250	1055

на ПС Шахтная)																								
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	-	-	-	-	114	944	118	976	116	953	119	985	116	954	119	985	116	955	120	986	116	956	119	984
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до ПС Шахтная)	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	171	856	192	957	193	868	216	971	193	869	216	973	192	862	215	966	191	859	214	963	190	857	213	960
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Западная до ПС Шахтная)		ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	172	857	192	958	193	869	216	971	193	870	216	973	192	863	215	967	191	859	214	964	191	857	214	961
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная		ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	161	878	178	971	211	891	233	985	211	892	234	987	210	884	232	980	209	881	232	977	208	879	231	975
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	164	826	183	920	211	823	236	919	211	823	236	919	209	815	234	912	208	811	233	909	207	808	232	906
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до отпайки на ПС Северная)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до ПС Северная)	-	-	-	-	102	399	-	-	103	400	-	-	103	400	-	-	103	400	-	-	103	400	-	-

ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Кисегач-т до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	151	903	154	925	179	910	183	934	178	910	183	935	177	904	182	929	177	901	182	926	176	899	181	925
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)		ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	157	944	161	965	187	951	191	974	186	951	191	974	185	945	190	969	185	941	189	966	184	939	189	965
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	191	740	218	842	251	752	285	855	251	753	286	857	249	746	284	851	248	743	283	848	247	741	282	846
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ПС Аэродромная до ПС ЧЭРЗ)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ЧТЭЦ-4 до отпайки)	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	-	-	-	-	102	397	-	-	102	397	-	-	102	398	-	-	102	398	-	-	102	398	-	-
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ПС Северная до ПС ЧЭРЗ)		КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	-	-	-	-	104	406	-	-	104	406	-	-	104	407	-	-	104	407	-	-	104	407	-	-

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками (участок от ЧТЭЦ-4 до ПС Северная)		КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 - СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 (участок от ПС СЗК до отпайки)	-	-	-	-	119	463	-	-	119	463	-	-	119	463	-	-	119	463	-	-	464	-	-
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	-	-	-	-	113	934	117	965	114	943	118	974	114	944	118	975	115	945	118	976	115	946	118	974
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	149	750	169	848	195	761	221	861	195	762	221	863	194	755	220	857	193	752	219	854	192	750	218	851
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	-	-	-	-	150	782	134	695	149	776	133	691	148	769	132	685	147	765	131	682	147	763	131	683
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	160	960	189	1135	171	972	202	1149	171	972	202	1149	169	962	200	1141	168	957	199	1137	167	954	199	1134
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	165	896	192	1043	215	907	250	1056	215	906	250	1056	213	897	248	1048	211	892	247	1044	211	889	247	1041

ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	165	896	192	1043	215	907	250	1056	215	906	250	1056	213	897	248	1048	211	892	247	1044	211	889	247	1041
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	154	895	180	1043	202	907	235	1055	201	906	235	1055	199	896	233	1047	198	891	232	1043	197	889	231	1040
		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	154	895	180	1043	202	907	235	1055	201	906	235	1055	199	896	233	1047	198	891	232	1043	197	889	231	1040
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	143	721	185	928	191	744	244	951	193	751	246	957	192	749	245	955	192	748	245	955	192	748	244	950
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	142	712	183	919	188	734	242	942	190	741	243	949	190	739	243	947	189	739	243	946	189	738	241	941
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Миньяр до ПС ММК3)		ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	142	715	183	920	189	737	242	943	191	745	244	950	190	742	243	948	190	742	243	947	190	742	242	942

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	144	782	167	910	185	780	215	908	185	779	215	909	183	771	214	901	182	767	213	898	181	765	212	895
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Кукшик-т до отпайки)		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	145	789	168	915	186	787	216	913	186	786	217	914	184	778	215	906	183	774	214	903	183	772	213	900
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС МММЗ до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	144	725	185	930	192	747	244	953	194	755	246	960	193	753	246	958	193	752	246	957	193	752	244	952
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Симская до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	147	738	187	938	195	760	246	961	197	767	248	967	196	766	248	965	196	765	248	965	196	765	246	960
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	141	711	183	918	188	733	241	941	190	740	243	948	189	738	242	945	189	738	242	945	189	737	241	940

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	137	690	180	904	183	712	238	927	184	719	239	933	184	717	239	931	184	716	239	931	184	716	237	925
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	123	670	148	806	158	667	191	805	158	667	191	805	156	659	189	798	155	655	188	795	155	653	188	792
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	115	668	129	751	151	678	169	761	151	678	169	762	149	672	168	757	149	669	168	754	148	667	167	752
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки)		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	119	693	134	778	156	702	175	788	156	702	175	789	155	696	174	784	154	693	174	781	154	691	173	780
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	149	896	153	920	177	903	182	929	177	903	182	929	176	897	181	924	175	894	181	921	175	892	180	920
ВЛ 110 кВ Салган-т –	ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с	ВЛ 500 кВ Приваловская –	102	592	114	662	133	599	149	670	133	599	149	671	132	594	148	667	132	592	148	665	131	590	147	663

Боровая	отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н. Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	Златоуст																							
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Салган-т до ПС Тундуш-т)		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	103	598	115	668	134	605	150	676	135	605	150	677	133	600	150	673	133	598	149	671	133	597	149	670
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Лесная до отпайки)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	109	423	124	371	143	429	124	371	143	430	123	368	142	427	122	366	142	426	122	365	141	424
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)		ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	107	413	114	343	140	419	115	343	140	420	113	340	139	417	113	338	139	416	112	337	138	414
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)	ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н. Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	104	604	116	673	136	611	151	681	136	611	152	682	135	607	151	678	134	604	150	676	134	603	150	675
ВЛ 110 кВ Хребет-т –	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк –	125	967	148	1143	163	979	193	1157	163	978	193	1157	161	968	191	1148	161	963	191	1144	160	960	190	1141

Таганай-т		Горная																								
ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	128	576	141	633	130	584	142	641	131	588	143	643	131	590	143	645	131	591	143	644
ВЛ 110 кВ Кумысная-т – Станкозаводская		ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	124	558	135	608	126	566	137	615	127	569	137	618	127	572	138	620	127	573	138	619
ВЛ 110 кВ Станкозаводская – Троицкая районная		ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	136	531	152	593	138	539	154	600	139	542	155	603	140	544	155	605	140	545	155	604
ВЛ 110 кВ Биргильда-т – Бишкиль-т	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	104	354	113	299	134	356	112	298	134	355	111	293	133	352	110	291	132	350	109	289	132	349
	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 220 кВ КС19 – Чебаркуль	-	-	104	354	113	299	134	356	112	298	134	355	111	293	133	351	110	291	132	349	109	289	132	349
ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н. Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	110	639	123	714	144	646	161	722	144	647	161	723	143	641	160	719	142	639	159	717	142	637	159	715
ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	109	630	121	704	142	638	158	712	142	638	159	713	141	633	158	709	140	630	157	707	140	629	157	705

Боровая до отпайки на ПС Тундуш-т)																							
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	116	632	127	534	152	640	127	534	152	640	125	528	150	635	124	525	150	632	124	523	149	630
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	139	1386	152	1517	165	1345	181	1471	164	1338	180	1466	163	1325	179	1454	162	1318	178	1448	161	1314	178	1445
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	116	632	127	534	152	640	127	534	152	640	125	528	150	635	124	525	150	632	124	523	149	630
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь	-	-	-	-	116	524	130	585	116	524	130	586	116	520	130	583	115	518	129	581	115	517	129	580
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южно-уральская ГРЭС-2	-	-	-	-	114	2117	126	2339	117	2157	128	2376	118	2180	129	2395	119	2196	130	2408	119	2206	130	2407
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	116	670	128	744	151	679	168	754	151	679	168	755	150	674	167	750	149	671	166	747	149	669	166	745

отпайки на ПС Бердяуш-т)																									
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Приваловская до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	101	547	123	520	131	553	123	520	131	554	123	517	131	552	122	516	130	550	122	515	130	550
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь	-	-	-	-	116	524	130	585	116	524	130	586	116	520	130	583	115	518	129	581	115	517	129	580
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	110	601	132	718	142	599	170	717	142	599	170	717	140	592	168	711	139	588	168	708	139	586	167	705
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Лесная до отпайки)	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	109	423	124	371	143	429	124	371	143	430	123	368	142	427	122	366	142	426	122	365	141	424
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная (участок от ПС Юрюзань до отпайки)		ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	107	413	114	343	140	419	115	343	140	420	113	340	139	417	113	338	139	416	112	337	138	414
ВЛ 110 кВ Плавильная –	ВЛ 110 кВ Новометаллурги-	ВЛ 110 кВ Плавильная –	121	698	126	722	157	701	163	725	157	701	163	725	157	700	162	724	157	700	162	724	157	700	162	722

ТЭЦ ЧМК II цепь	ческая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ТЭЦ ЧМК I цепь																									
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	139	1389	152	1520	166	1348	181	1474	165	1341	181	1469	163	1328	179	1457	162	1320	178	1451	162	1317	178	1448
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Приваловская до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	101	547	123	520	131	553	123	520	131	554	123	517	131	552	122	516	130	550	122	515	130	550
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Березовская	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	111	2061	124	2294	111	2050	124	2288	109	2010	122	2255	108	1989	121	2238	107	1975	121	2235
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	121	698	126	722	157	701	163	725	157	701	163	725	157	700	162	724	157	700	162	724	157	700	162	722
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до отпайки на ПС	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	112	650	128	744	146	659	168	754	147	659	168	755	145	653	167	750	145	651	166	747	144	649	166	745

Бердяуш-т)																									
ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	111	646	126	729	146	655	164	739	146	655	164	739	144	649	163	734	144	647	163	732	143	645	162	730
ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь	-	-	102	590	121	545	133	597	121	545	133	598	120	541	132	595	120	539	132	593	120	538	132	592
ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь		ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь	-	-	102	590	121	545	133	597	121	545	133	598	120	541	132	595	120	539	132	593	120	538	132	592
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозавод-ская-2 (участок от отпайки на ПС Тракторозавод-ская-2 до ПС Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	-	-	-	-	131	682	124	647	130	677	124	643	129	669	123	637	128	666	122	634	128	663	122	634
ВЛ 110 кВ Новометаллурги-ческая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	ВЛ 110 кВ Плавиль-ная – ТЭЦ ЧМК II цепь	116	697	120	721	144	699	149	723	144	699	149	723	144	698	149	722	144	698	149	722	144	698	148	720
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллурги-ческая – Плавильная с	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	-	-	-	-	-	-	103	682	-	-	103	682	-	-	103	681	-	-	103	681	-	-	103	681

	отпайками (участок от ПС Першино до ПС ГПП16)																							
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (участок от ПС Першино до ПС Плавильная)	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	-	-	-	-	103	622	101	610	103	623	101	611	103	624	101	611	103	624	101	611	103	625	101	610
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	105	569	109	460	137	577	109	459	137	578	107	453	136	572	107	450	135	570	106	448	135	568
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Огнеупор)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	105	569	109	460	137	577	109	459	137	578	107	453	136	572	107	450	135	570	106	448	135	568
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (участок от ПС Першино до ПС ГПП16)	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	-	-	-	-	-	-	103	680	-	-	103	681	-	-	103	680	-	-	103	680	-	-	103	679
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	105	2104	117	2333	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

АТ связи Южноуральской ГРЭС-2	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Медная	-	-	-	-	129	747	132	765	127	736	130	755	129	747	129	744	126	730	128	745	126	730	128	745
ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Казачья	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	118	599	103	523	118	604	103	528	119	608	104	531	120	611	105	533	120	612	105	535
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС	-	-	105	1053	-	-	106	1003	-	-	106	998	-	-	104	987	-	-	104	979	-	-	103	977
АТГ1(2) ПС 500 кВ Магнитогорск	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	АТГ2(1) ПС 500 кВ Магнитогорск	130	1200	114	1054	130	1200	115	1062	122	1127	114	1048	129	1190	119	1095	131	1220	119	1097	131	1220	119	1097

Таблица 72

Элементы с указанием их загрузки в амперах и процентах от ДДТН, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в зимнем режиме при температуре -31°С

Нормальная схема

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН, процентов/фактический ток, А																					
		2020 год				2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год			
		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум	
		процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	147	785	126	672	142	756	122	649	137	731	118	629	132	702	113	605	128	684	111	591	126	673	111	592
АТГ связи Троицкой ГРЭС	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	116	670	103	600	116	670	103	600	116	670	103	600	116	670	103	600	116	670	103	600	116	670	103	600
АТ связи Южноуральской ГРЭС-2	КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол	126	730	119	690	126	730	119	690	126	730	119	690	126	730	119	690	126	730	119	690	126	730	119	690
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	117	677	142	826	118	685	144	836	118	684	144	836	116	675	143	828	116	671	142	825	115	668	142	822
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	121	726	137	824	122	734	139	834	122	734	139	835	121	727	138	829	121	724	138	826	120	722	137	824
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь		121	726	137	824	122	734	139	834	122	734	139	835	121	727	138	829	121	724	138	826	120	722	137	824
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	112	673	137	822	114	681	139	832	113	680	139	832	112	671	137	824	111	667	137	821	111	664	136	819

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)		131	786	137	823	132	791	138	830	132	790	138	830	131	784	137	824	130	780	137	821	130	778	137	820
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Курортная до ПС Компрессорная)		127	764	134	805	128	769	135	812	128	768	135	812	127	762	134	806	126	758	134	803	126	756	134	802
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная		119	714	128	768	120	719	130	775	120	718	130	775	119	712	129	769	118	708	128	766	118	706	128	765
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	126	756	-	-	129	772	-	-	129	776	-	-	129	773	-	-	129	772	-	-	128	768
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)		-	-	126	754	-	-	128	769	-	-	129	774	-	-	128	770	-	-	128	769	-	-	128	765
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Сатка до отпайки на ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	110	547	125	624	111	554	127	633	111	555	127	634	110	549	126	629	110	546	126	627	109	545	126	625
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до отпайки на ПС Шахтная)		110	546	125	623	111	554	127	633	111	554	127	634	110	548	126	629	110	546	126	626	109	544	125	624

ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Миасс до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	106	632	126	751	107	639	127	760	107	638	127	760	105	631	126	753	105	627	125	750	104	625	125	748
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	106	532	125	627	107	540	127	637	108	541	127	637	106	535	126	632	106	532	125	630	105	530	125	627
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая (участок от ПС Тургояк-т до отпайки)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	105	625	125	748	106	632	127	757	106	631	127	757	104	623	126	750	104	619	125	747	103	617	125	745
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	123	776	-	-	126	791	-	-	126	796	-	-	126	793	-	-	126	792	-	-	125	788
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)		-	-	123	773	-	-	125	788	-	-	126	793	-	-	125	790	-	-	125	788	-	-	125	785
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	101	605	124	741	102	612	125	750	102	611	125	749	101	603	124	743	-	-	123	740	-	-	123	738
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	122	815	-	-	124	830	-	-	124	834	-	-	124	831	-	-	124	830	-	-	123	827
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	119	650	100	546	121	658	100	545	121	658	-	-	120	651	-	-	119	648	-	-	119	646
ВЛ 110 кВ Златоуст –		-	-	119	650	100	546	121	658	100	545	121	658	-	-	120	651	-	-	119	648	-	-	119	646

Таганай I цепь																									
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	107	540	119	596	109	547	120	605	109	548	121	606	108	542	120	601	107	539	119	599	107	538	119	597
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	119	713	-	-	120	722	-	-	120	722	-	-	119	715	-	-	119	712	-	-	118	710
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	120	722	101	605	116	696	-	-	112	672	-	-	108	645	-	-	105	628	-	-	103	617	-	-
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	116	449	101	390	118	457	101	391	118	457	-	-	117	453	-	-	117	452	-	-	116	450
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	115	770	-	-	117	785	-	-	118	789	-	-	117	786	-	-	117	785	-	-	116	781
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	114	785	-	-	110	756	-	-	106	731	-	-	102	702	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	112	650	-	-	113	658	-	-	113	657	-	-	112	651	-	-	112	648	-	-	111	646
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Кукшик-т до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	108	590	-	-	110	599	-	-	110	600	-	-	109	595	-	-	109	593	-	-	109	591
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	109	656	-	-	105	630	-	-	101	607	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

отпайки на ПС Тракторозаводская-2)																									
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	107	584	-	-	109	593	-	-	109	594	-	-	108	589	-	-	108	587	-	-	107	585
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Симская до ТПС Миньяр)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	103	519	-	-	106	534	-	-	107	538	-	-	107	538	-	-	107	538	-	-	106	534
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС МММЗ до ТПС Миньяр)		-	-	102	515	-	-	105	529	-	-	106	534	-	-	106	533	-	-	106	533	-	-	105	530
ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ II цепь	102	1022	105	1051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	-	-	101	507	-	-	104	522	-	-	105	527	-	-	105	526	-	-	105	526	-	-	104	522
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Миньяр до ПС МММЗ)		-	-	100	503	-	-	103	518	-	-	104	523	-	-	104	522	-	-	104	522	-	-	103	518

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)		-	-	-	-	-	-	103	517	-	-	104	521	-	-	103	520	-	-	103	520	-	-	103	517
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)		-	-	-	-	-	-	103	516	-	-	103	520	-	-	103	519	-	-	103	519	-	-	103	516
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	-	101	607	-	-	102	612	-	-	102	611	-	-	101	608	-	-	101	606	-	-	101	606
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Западная до ПС Шахтная)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	-	-	-	-	101	503	-	-	101	504	-	-	100	500	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Бакал до ПС Шахтная)		-	-	-	-	-	-	101	503	-	-	101	503	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ремонтные схемы

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН, процентов/фактический ток, А																			
			2020 год				2021 год				2022 год				2023 год				2024 год				2025 год	
			зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум		зимний минимум		зимний максимум	зимний минимум
			процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	А	процентов	процентов
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	142	850	121	725	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС Массивная)	141	845	112	674	136	817	109	652	132	793	106	633	128	766	102	611	125	749	-	-	123	737	-	-
		ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	-	-	-	-	140	841	120	718	139	834	119	713	138	826	118	706	137	822	117	702	137	819	117	702
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС Массивная)	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	133	914	108	744	128	884	105	720	125	859	102	700	120	829	-	-	118	811	-	-	116	799	-	-
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	159	955	171	1029	158	949	171	1025	158	947	171	1023	156	937	169	1015	155	932	169	1011	155	929	168	1009
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	156	937	-	-	157	944	-	-	157	944	-	-	156	937	-	-	156	934	-	-	155	932

| | | |

| | | |

Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	-	116	732	-	-	117	737	-	-	118	745	-	-	119	749	-	-	119	751	100	631	119	748
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	110	692	-	-	112	703	-	-	113	712	-	-	114	717	-	-	114	720	-	-	114	717
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	152	1018	196	1315	155	1042	200	1341	157	1050	201	1349	156	1044	200	1343	155	1042	200	1341	155	1040	199	1334
		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	-	108	722	-	-	108	727	-	-	110	735	-	-	110	738	-	-	110	741	-	-	110	737
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	102	682	-	-	103	692	-	-	105	701	-	-	105	706	-	-	106	709	-	-	105	706
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС Первогорская до ТПС Ерал)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	162	1021	211	1329	166	1044	215	1355	167	1052	216	1363	166	1046	215	1357	166	1044	215	1355	165	1042	214	1348
		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	-	116	730	-	-	117	735	-	-	118	743	-	-	119	747	-	-	119	749	-	-	118	745
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	110	690	-	-	111	701	-	-	113	710	-	-	113	715	-	-	114	718	-	-	113	715
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	165	987	217	1300	168	1010	221	1326	170	1019	222	1334	169	1012	221	1328	168	1009	221	1326	168	1008	220	1319
		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	-	118	708	-	-	119	712	-	-	120	720	-	-	121	724	-	-	121	726	-	-	120	722
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	111	667	-	-	113	678	-	-	115	687	-	-	115	692	-	-	116	694	-	-	115	691
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Ерал до ТПС Симская)	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС Кропачево до отпайки на ПС Первогорская)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	167	1003	219	1312	171	1026	223	1338	172	1034	224	1346	171	1028	223	1340	171	1026	223	1338	171	1024	222	1331
		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	-	119	715	-	-	120	720	-	-	121	727	-	-	122	731	100	602	122	733	101	604	122	729
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	113	675	-	-	114	685	-	-	116	694	-	-	117	699	-	-	117	702	-	-	116	699

| | | |

отпайкой на ПС Шахтная (участок от ПС Западная до ПС Шахтная)		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	102	507	-	-	103	514	-	-	103	515	-	-	512	-	-	102	511	-	-	102	509
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная		ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	144	783	162	884	146	793	165	897	146	794	165	899	786	164	892	144	782	163	888	143	780	163	886
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	144	723	164	825	143	719	164	823	143	718	164	823	709	162	815	140	705	161	811	140	703	161	808
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	145	729	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	121	607	134	675	122	615	136	685	123	616	136	686	610	135	680	121	607	135	678	120	605	134	676
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Кисегач-т до ПС Компрессорная)	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	144	862	148	889	145	867	149	896	144	867	149	896	860	148	890	143	856	148	887	142	854	148	886
		ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	112	670	113	678	112	674	114	685	112	674	114	685	668	113	680	111	665	113	678	111	664	113	677
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)		ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	152	910	156	936	153	915	157	943	152	914	157	943	908	156	937	151	904	156	934	150	902	156	933
		ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	120	719	121	727	121	723	122	732	120	722	122	733	717	121	728	119	714	121	726	119	712	121	725
		ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино	103	619	-	-	103	620	-	-	103	619	-	-	615	-	-	102	612	-	-	102	610	-	-
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	167	646	196	758	169	655	199	770	170	656	199	771	649	198	765	167	645	197	762	166	643	196	759
		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	112	434	101	389	114	440	101	390	114	441	-	113	438	-	-	113	437	-	-	113	435
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха		ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	130	656	152	764	132	666	154	776	133	667	155	777	659	153	771	130	656	153	768	130	654	152	765
ВЛ 110 кВ	ВЛ 110 кВ	ВЛ 110 кВ Бульвар-	133	801	118	705	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская -2 (участок от ПС ЧТЗ до отпайки на ПС Тракторозаводская-2)	Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ до отпайки)	ная – Челябинская ТЭЦ-2																											
		ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш	-	-	-	-	132	792	117	699	131	785	116	694	130	777	115	687	129	773	114	683	128	770	114	683				
		КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС Массивная)	130	779	108	648	125	752	104	626	121	728	101	608	117	701	-	-	114	684	-	-	112	673	-	-				
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	141	845	173	1035	143	855	175	1049	142	854	175	1048	141	843	173	1039	140	838	172	834	172	1031						
		ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	141	843	172	1034	142	854	175	1047	142	853	175	1047	140	841	173	1037	139	836	172	833	172	1030						
		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	133	799	162	973	132	794	162	970	132	792	161	969	130	781	160	959	129	775	158	772	951							
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	144	786	174	947	146	796	176	960	146	794	176	959	144	784	175	950	143	779	174	775	173	942						
		ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	144	786	174	947	146	796	176	959	146	794	176	959	144	783	174	949	143	778	174	775	173	942						
		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	136	741	164	894	135	736	164	891	135	734	163	889	133	723	162	880	132	718	161	715	160	872						
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	144	786	174	947	146	796	176	960	146	794	176	959	144	784	175	950	143	779	174	775	173	942						
		ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	144	786	174	947	146	796	176	959	146	794	176	959	144	783	174	949	143	778	174	775	173	942						
		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	136	741	164	894	135	736	164	891	135	734	163	889	133	723	162	880	132	718	161	715	160	872						
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	135	786	163	947	137	795	165	959	137	794	165	958	135	783	164	949	134	778	163	775	162	942						
		ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	135	786	163	947	137	795	165	959	137	794	165	958	135	783	164	949	134	778	163	775	162	942						
		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	128	740	154	894	127	735	153	890	126	733	153	889	125	722	152	880	124	717	151	875	123	714	150	872				

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	112	563	158	793	116	584	162	816	118	592	164	823	117	590	163	821	117	590	162	815								
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Аша до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	110	552	156	783	114	573	160	805	116	581	162	813	115	579	161	811	115	579	161	805								
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ТПС Миньяр до ПС ММК3)		ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	111	556	156	784	115	577	160	807	116	585	162	814	116	583	161	812	116	582	160	806								
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Юрюзань до отпайки)	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	124	673	149	813	123	669	149	810	123	668	149	810	121	659	147	802	120	655	147	798	120	653	146	795				
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	132	717	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
		ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	103	559	122	662	104	568	124	673	104	568	124	674	103	562	123	668	103	559	122	666	102	557	122	663				
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (участок от ПС Кукшик-т до отпайки)		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	125	681	150	819	124	677	150	816	124	676	150	816	123	667	149	808	122	663	148	804	121	660	147	801				
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	133	723	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
		ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	104	567	123	668	106	575	125	678	106	576	125	679	105	569	124	674	104	566	123	671	104	565	123	669				
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	113	567	158	795	117	588	163	818	119	596	164	825	118	594	164	824	118	594	164	824	118	594	163	818				

отпайками (участок от ПС ММК3 до ТПС Миньяр)	отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)																								
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ТПС Симская до ТПС Миньяр)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	116	582	160	804	120	603	164	827	121	611	166	834	121	609	166	833	121	609	166	833	121	609	164	827
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	110	551	155	782	114	572	160	804	115	580	161	812	115	578	161	810	115	578	161	810	115	577	160	804
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками (участок от ПС АМЕТ до ТПС Аша)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	105	528	152	765	109	549	157	788	111	556	158	795	110	554	158	793	110	552	156	787				
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	103	558	130	708	102	555	130	706	102	554	130	706	100	546	128	699	-	-	-	128	695	-	-	-
		ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	-	-	120	651	-	-	122	663	-	-	122	664	-	-	121	658	-	-	-	120	655	-	-	-
		ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	-	-	114	620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	102	595	118	684	104	603	120	694	104	602	120	694	103	596	119	689	102	592	118	686	102	590	118	684

Приваловская до отпайки)	отпайки на ПС Бердяуш-т)																							
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки)		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	107	623	123	717	109	630	125	726	109	630	125	726	107	623	124	721	107	620	124	718	107	618	123	716
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная (участок от ПС Чебаркуль до ПС Компрессорная)	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	142	853	147	882	143	859	148	890	143	858	148	890	142	852	147	884	141	848	147	881	141	846	147	880
		ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	110	661	112	672	111	666	113	678	111	666	113	678	110	660	112	673	110	657	112	671	109	655	112	670
ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая	ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпакой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н. Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	106	618	-	-	108	625	-	-	108	626	-	-	107	621	-	-	107	619	-	-	106	617
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Салган-т до ПС Тундуш-т)		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	108	625	-	-	109	632	-	-	109	633	-	-	108	628	-	-	108	626	-	-	108	625
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	109	631	-	-	110	638	-	-	110	639	-	-	109	634	-	-	109	632	-	-	109	631
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	110	852	135	1045	112	863	137	1058	111	862	137	1057	110	850	135	1048	109	845	135	1043	109	842	134	1040

		ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	110	851	135	1043	111	861	137	1056	111	860	136	1056	110	849	135	1047	109	844	135	1042	109	841	134	1039
		ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	104	807	127	983	104	802	127	980	103	800	126	978	102	788	125	968	101	783	125	964	101	780	124	960
ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	-	-	106	612	-	-	107	620	-	-	107	624	-	-	108	626	-	-	108	625
		ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС	-	-	104	606	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	-	-	104	603	-	-	104	602	-	-	102	595	-	-	102	591	-	-	102	590
ВЛ 110 кВ Кумысная-т – Станкозаводская		ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	-	-	100	583	-	-	102	590	-	-	102	594	-	-	103	596	-	-	103	595
ВЛ 110 кВ Станкозаводская – Троицкая районная		ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	-	-	112	565	100	504	114	573	101	508	115	576	102	511	115	579	102	512	115	577
		ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС	-	-	111	559	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	-	-	110	555	-	-	110	554	-	-	109	547	-	-	108	544	-	-	108	543
ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Н.Златоуст до отпайки на ПС Тундуш-т)	ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т (участок от ПС Златоуст до ПС Тундуш-т)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	101	586	115	669	102	592	117	677	102	592	117	677	101	586	116	672	101	583	115	670	100	582	115	668
ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС		ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	113	657	100	582	115	665	100	582	115	665	-	-	114	661	-	-	113	658	-	-	113	657

Тундуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки на ПС Тундуш-т)																									
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	105	572	-	-	106	579	-	-	106	579	-	-	105	573	-	-	105	570	-	-	105	569
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	128	1277	142	1422	124	1238	138	1378	123	1230	137	1372	122	1215	136	1359	121	1207	135	1351	120	1202	135	1348
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками (участок от ПС Периклаз до ПС Сатка)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	105	572	-	-	106	579	-	-	106	579	-	-	105	573	-	-	105	570	-	-	105	569
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-	-	111	2219	101	2013	113	2259	102	2040	114	2282	103	2059	115	2298	104	2072	115	2297
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Боровая до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	104	602	118	683	105	610	119	692	105	610	119	692	104	603	118	687	103	600	118	684	103	598	118	682
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	-	116	631	-	-	116	629	-	-	116	629	-	-	114	622	-	-	114	619	-	-	113	616
		ВЛ 500 кВ	-	-	101	552	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

		Магнитогорская – Троицкая ГРЭС																										
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	112	646	116	669	113	648	117	672	113	648	117	672	113	647	117	671	113	648	117	671	113	648	116	670
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	128	1280	143	1425	124	1241	138	1381	123	1233	137	1374	122	1218	136	1361	121	1209	135	1354	121	1205	135	1351
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Березовская	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-	-	108	2165	-	-	108	2155	-	-	106	2117	-	-	105	2097	-	-	105	2094
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	112	646	116	669	113	648	117	672	113	648	117	672	113	647	117	671	113	648	117	671	113	648	116	670
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Единовер-т до отпайки на ПС Бердяуш-т)	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (участок от ПС Приваловская до отпайки)	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	-	-	118	682	101	587	119	692	101	587	119	692	-	-	118	687	-	-	118	684	-	-	118	682
ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т		ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	-	-	115	665	100	582	116	674	100	582	116	674	-	-	115	669	-	-	115	666	-	-	114	664
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС ЧТЗ	ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	113	680	108	646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ВЛ 110 кВ	-	-	-	-	112	672	107	640	111	666	106	635	110	657	105	628	109	653	104	624	108	650	104	624

Тракторозаводская -2 (участок от отпайки на ПС Тракторозаводская -2 до ПС Гусеничная)	до отпайки)	Челябинская ТЭЦ-2 - Станкомаш																								
		КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная (участок от отпайки на ПС 110 кВ Западная до ПС Массивная)	109	656	-	-	105	630	-	-	101	607	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок от ПС Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	108	646	111	669	108	648	112	671	108	648	112	671	108	647	112	670	108	648	112	670	108	648	112	669
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	-	-	111	2207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Казачья	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	108	649	-	-	109	654	-	-	110	659	-	-	110	662	-	-	111	664	-	-
		ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС	108	646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Березовская	-	-	-	-	107	642	-	-	107	640	-	-	106	637	-	-	106	634	-	-	105	632	-	-

Карталинский энергорайон.

В Карталинском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Карталинском энергорайоне в режимах летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схемах, складывающихся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Тройцкий энергорайон.

В Троицком энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

АТГ связи Троицкой ГРЭС;

АТ связи Южноуральской ГРЭС-2;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, а также № 41 близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики.

Перегрузку АТГ связи Троицкой ГРЭС рекомендуется ликвидировать действием оперативного персонала на отключение АТГ связи Троицкой ГРЭС.

Перегрузку АТ связи Южноуральской ГРЭС-2 рекомендуется ликвидировать действием оперативного персонала на отключение ВЛ 110 кВ Казачья - Упрун-т, ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС (в 2021-2025 годах ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская) и АТ связи Южноуральской ГРЭС-2.

Перегрузка ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1).

Перегрузка ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская на отключение выключателя ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская.

В Троицком энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

АТГ связи Троицкой ГРЭС;

АТ связи Южноуральской ГРЭС-2;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;

ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Берёзовская.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, а также № 41, близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики.

Для предотвращения превышения АДТН АТГ связи Троицкой ГРЭС рекомендуется в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС и ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская отключать АТГ связи Троицкой ГРЭС и ВЛ 110 кВ Станкозаводская – Троицкая районная.

Перегрузка АТ связи Южноуральской ГРЭС-2 ликвидируется действием АОПО АТ связи Южноуральской ГРЭС-2 на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1).

Перегрузка ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1).

Перегрузка ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская на отключение выключателя ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская.

Для предотвращения перегрузки ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т при ремонте ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Березовская, КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 рекомендуется мероприятие по превентивному делению сети в транзите 110 кВ Казачья – Троицкая районная.

Перегрузка существующей ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС ликвидируется существующей АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС действием на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1, паровой турбины блока 2), далее на отключение ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС. С вводом ПС 220 кВ Березовская в 2021 году АОПО будет действовать на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1, паровой турбины блока 2), далее на отключение ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Берёзовская.

Златоустовско-Миасский энергорайон.

В Златоустовско-Миасском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т;
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь;
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т;
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики.

Ликвидация нарушения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в нормальной схеме при отключении ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская, ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст или ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская обеспечивается действием существующих устройств противоаварийной автоматики, в том числе:

АОПО ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха, установленной на ПС 110 кВ Бакал (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха);

АРЛ ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал, Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань;

АРЛ ВЛ 110 кВ Златоуст - Сатка III, IV цепь (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская –

Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АОПО ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС - Таганай с отпайками, ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная (отключение перегружающейся ВЛ с запретом АПВ), установленных на ПС 110 кВ Таганай;

АДШС ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, установленная на ПС 500 кВ Кропачево, с действием по факту отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево на отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Кропачево–Симская I, II цепь с отпайками.

В Златоустовско – Миасском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т;
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т;
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь;
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т;
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т;

ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпакой на ПС Тундуш-т;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т;
ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т;
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками;
ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная;
ВЛ 110 кВ Биргильда-т – Бишкиль-т;
ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь;
ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь;
ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики.

Ликвидация нарушения параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в ремонтных схемах обеспечивается действием существующих устройств противоаварийной автоматики, в том числе:

АДШС ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, установленная на ПС 500 кВ Кропачево, с действием по факту отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево на отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Кропачево–Симская I, II цепь с отпайками;

АОПО ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха, установленной на ПС 110 кВ Бакал (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха);

АРЛ ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал, Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань;

АОПО ВЛ 110 кВ Сатка – Западная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Сатка – Западная) и ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая - Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на

ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая - Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АОПО ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая - Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ ВЛ 110 кВ Златоуст - Сатка III, IV цепь (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АОПО ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС - Таганай с отпайками,

ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная (отключение перегружающейся ВЛ с запретом АПВ), установленных на ПС 110 кВ Таганай;

АОПО ВЛ 110 кВ Миасс - Курортная (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая), установленной на ПС 110 кВ Миасс.

Магнитогорский энергорайон.

В Магнитогорском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Магнитогорском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь;

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь;

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90;

АТГ1,2 ПС 500 кВ Магнитогорская.

Исключение схемно-режимных ситуаций, приводящих к выходу параметров режима из области допустимых значений, возникающих в послеаварийных схемах, осуществляется действием существующей АРЛ на ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Смеловская I (II) цепь на деление сети при включенном АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская:

на ПС 220 кВ 60 выполняется отключение с запретом АПВ выключателей:

ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 99 с отпайкой на ПС 98;

ВЛ 110 кВ ПС 60 – Смеловская с отпайкой на ПС КТПБ;

КВЛ 110 кВ ПС 30 - ПС 60 I, II цепь;

ВЛ 110 кВ ПС 60 - ПС 62;

КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11;

ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками;

на ПС 220 кВ Иремель выполняется отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская;

с последующим отключением перегружаемой ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Смеловская I (II) цепь.

При отключенном АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская выполняется разгрузка района с действием на отключение нагрузки.

Перегрузка ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90 устраняется существующей АРЛ ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90 действием на отключение ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90, ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77, ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская.

Перегрузка АТГ1,2 ПС 500 кВ Магнитогорская ликвидируется АОПО АТГ1(2) ПС 500 кВ Магнитогорская действием на 3 ступень САОН ПС 500 кВ Магнитогорская и, если перегрузка не ликвидируется, на отключение перегружаемого АТГ.

Северный энергорайон.

В Северном энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Северном энергорайоне в режимах летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схемах, складывающихся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Челябинский энергорайон.

В Челябинском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2;

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками.

В Челябинском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок на этапах 2021 – 2025 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь;
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;
КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;
КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками;
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2;
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь;
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь;
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками;
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь;
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь;
ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь;
ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь осуществляется существующими устройствами АРЛ на ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь, установленными на ПС 500 кВ Козырево. Действие АРЛ направлено:

на отключение с запретом АПВ выключателя 110 кВ АТ2 (ОВ 110 кВ);

на отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь, ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь, ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь, установленными на ПС 110 кВ Ю. Копи. Действие АОПО направлено на отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, установленным на Челябинской ТЭЦ-2. Действие АОПО направлено:

на разгрузку до технологического минимума ТГ-1 – ТГ-4 Челябинской ТЭЦ-2;

на отключение выключателя 110 кВ блока 3;

на отключение выключателя 110 кВ блока 4;

на отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь.

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь выполняются оперативные мероприятия (деление сети и/или снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2).

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками, осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками, установленным на Челябинской ТЭЦ-4. Действие АОПО направлено:

на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь, установленными на Челябинской ТЭЦ-4.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (блока 1 или блока 3);

отключение ГТУ блока 1 (3) при отключенном ПТУ блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика ((тключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (блока 1 или блока 3);

отключение ГТУ блока 1 (3) при отключенном ПТУ блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220 осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220, установленным на ПС 220 кВ Новометаллургическая.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220 направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: Отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (блока 1 или блока 3);

отключение ГТУ блока 1 (3) при отключенном ПТУ блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-3.

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь выполняются оперативные мероприятия (снижение генерации блока 1 Челябинской ТЭЦ-3).

Исключение выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (при отключенных ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I, II цепь) рекомендуется осуществлять путем превентивного ограничения генерации ТЭЦ ЧМК в данной схемно-режимной ситуации.

Исключение выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (при отключенных ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь)

рекомендуется осуществлять путем превентивного ограничения генерации ТЭЦ ЧМК и блока 1 Челябинской ТЭЦ-3 в данной схемно-режимной ситуации.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь, ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь эффективным мероприятием является снижение генерации ТЭЦ ЧМК.

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь, ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь выполняются оперативные мероприятия (снижение генерации ТЭЦ ЧМК).

33. Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области с оценкой необходимости замены существующего оборудования в основной электрической сети энергосистемы Челябинской области.

Для определения уровней токов короткого замыкания, а также выявления требующего замены коммутационного оборудования и предложения мероприятий по ограничению токов короткого замыкания были выполнены расчеты трехфазного и однофазного коротких замыканий в сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области. Оценка токов КЗ выполнялась для базового варианта развития распределительных электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Челябинской области на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу.

Для рассматриваемого расчетного периода расчетная модель энергосистемы учитывает сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых подстанций, а также ввод/демонтаж генерирующих мощностей и рост потребления в энергосистеме Челябинской области.

Расчеты токов короткого замыкания проводились с целью выявления возможного превышения токами короткого замыкания отключающей способности выключателей электростанций и подстанций.

Данные об отключающей способности и типах установленных выключателей на электроэнергетических объектах в энергосистеме Челябинской области представлены в приложении 6 к СиПРЭ Челябинской области.

Результаты расчетов токов короткого замыкания представлены в приложении 10 к СиПРЭ Челябинской области.

По результатам расчетов токов короткого замыкания на этапы 2021 - 2025 годов установлено следующее:

При замкнутом положении ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2025 года выявлено превышение суммарным током однофазного КЗ (44,8 кА) и суммарным током трехфазного КЗ (45,4 кА) отключающей способности существующих выключателей на шинах 110 кВ ПС 500 кВ Шагол (40, 42 кА). Таким образом, результаты расчетов ТКЗ подтвердили необходимость

выполняющейся в рамках комплексной реконструкции ПС 500 кВ Шагол замены 16 выключателей 110 кВ.

Исключение выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 500 кВ Шагол токам короткого замыкания в настоящее время осуществляется путем размыкания ШСВ 110 кВ или отключения одного из трансформаторов АТ1 (АТ2) (в ремонтных схемах) на ПС 500 кВ Шагол. Значения токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС 500 кВ Шагол после размыкания ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол составят:

На 1 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол: трёхфазный – 28,2 кА (39,6 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме) и однофазный – 27,5 кА (35,7 кА при отключении АТ1 (2) при нефиксированной схеме);

На 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол: трёхфазный – 22,8 кА (39,6 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме) и однофазный – 22,7 кА (35,7 кА при отключении АТ1 (2) при нефиксированной схеме).

Выявлено превышение суммарным током однофазного КЗ (33,5 кА) отключающей способности выключателей на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Магнитогорская (31,5 кА).

Анализ действительных значений токов КЗ по присоединениям 220 кВ РУ 220 кВ ПС 500 кВ Магнитогорская, с учётом выполняемых в настоящее время схемно-режимных мероприятий, не выявил превышения отключающей способности выключателей 220 кВ ПС 500 кВ Магнитогорская. Для приведения отключающей способности выключателей 220 кВ на ПС 500 кВ Магнитогорская в соответствие токам КЗ в настоящее время применяются следующие схемно-режимные мероприятия:

на всех ВЛ 220 кВ АПВ выполнено с контролем напряжения для предотвращения подачи напряжения на ВЛ этими выключателями;

запрещено опробование напряжением ВЛ 220 кВ со стороны данной подстанции;

запрещено опробование напряжением систем шин 220 кВ ШСВ 220 кВ.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово токи трехфазного короткого замыкания КЗ (19,3 кА) превышают существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 18,4 кА. Требуется замена 2 (двух) выключателей на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово на новые, с отключающей способностью не менее 25 кА.

При замкнутом положении ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2025 года на шинах 110 кВ ПС 110 кВ КПД токи трехфазного короткого замыкания КЗ (31,1 кА) превышают существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 25 кА.

Для исключения выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ КПД токам короткого замыкания в настоящее время применяется размыкание ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол.

При замкнутом положении ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2025 года на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Чурилово-т выявлено превышение суммарным током трёхфазного КЗ (21,2 кА) отключающей способности

выключателей (18,4 кА и 20 кА). Размыкание ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол позволяет снизить значение тока трехфазного КЗ (20 кА). Анализ токов короткого замыкания для основных ремонтных схем ПС 110 кВ Чурилово-т показал, что наиболее тяжелым по величине токов короткого замыкания является режим с включением ремонтной перемычки 110 кВ на ПС 110 кВ Чурилово-т: при КЗ на 1 С или 2 С 110 кВ максимальный расчетный ТКЗ 20 кА может протекать через любой из трех выключателей 110 кВ.

Для исключения несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Чурилово-т не допускается режим включения ремонтной перемычки. Ремонты выключателей производятся с разрывом транзита 110 кВ.

При замкнутом положении ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2025 года на шинах 110 кВ ПС 110 кВ СЗК токи трехфазного короткого замыкания КЗ (30,4 кА) превышают существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 25 кА.

Для исключения выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ СЗК токам короткого замыкания в настоящее время применяется размыкание ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол.

По итогам расчетов токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше в нормальной схеме сети энергосистемы Челябинской области целесообразно заменить выключатели на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово (2 штуки) – на выключатели с отключающей способностью не менее 25 кА.

VI. Развитие электросетевых объектов

34. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на основании балансовых расчетов и расчетов электроэнергетических режимов.

Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на основании балансовых расчетов и расчетов электроэнергетических режимов произведено для варианта а – прогноза потребления электроэнергии и мощности, разрабатываемого АО «СО ЕЭС».

В рамках прогноза потребления мощности и электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2021 – 2025 годы (вариант «b» в соответствии с техническим заданием к СиПРЭ Челябинской области по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области) расчеты электроэнергетических режимов не требуются.

35. Составление и уточнение предварительного перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в электрической сети энергосистемы Челябинской области.

В данном разделе составлен предварительный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в электрической сети энергосистемы Челябинской области.

На основании прогноза, разрабатываемого АО «СО ЕЭС».

Мероприятия сформированы по основным энергорайонам энергосистемы Челябинской области.

Карталинский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Карталинского энергорайона на период 2021-2025 годы не требуется.

Троицкий энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Троицкого энергорайона на период 2021-2025 годы не требуется.

Златоустовско-Миасский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Златоустовско-Миасского энергорайона на период 2021-2025 годы не требуется.

Магнитогорский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Магнитогорского энергорайона на период 2021-2025 годы не требуется.

Северный энергорайон.

ПС 110 кВ Есаулка.

ПС 110 кВ Есаулка построена в 1965 году. На ОРУ 110 кВ ПС Есаулка установлены открытые плавкие вставки со стреляющими пиропатронами (быстродействующие короткозамыкатели БДКЗ 110 кВ), имеющие следующие эксплуатационные недостатки: отказы в срабатывании пироприводов; создание искусственного короткого замыкания, приводящего к дополнительной нагрузке на смежную сеть.

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Есаулка составляет 2х10 МВА. На ПС 110 кВ Есаулка установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1965 года выпуска, срок эксплуатации – 55 лет) и Т-2 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1980 года выпуска, срок эксплуатации – 40 лет), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Есаулка:

номинальный ток обмотки ВН: 50,2 А;

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 0°С, ДДТН: 57 А/1,15 о.е. (в соответствии с пунктами 8-9 Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 (далее именуются – Требования));

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 30°С, ДДТН: 45 А/0,91 о.е. (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

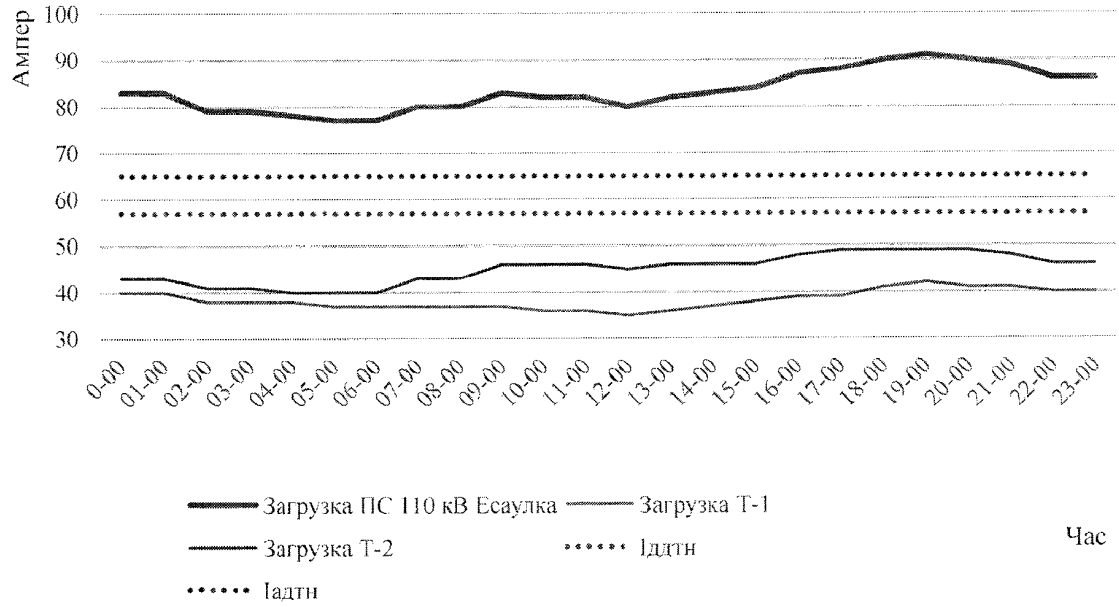
коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут[1] при температуре окружающей среды 0°С, АДТН: 65 А/1,3 (о.е.) (в соответствии с таблицей 6 Приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации 30 лет и более);

коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 30°С, АДТН: 60 А/1,2 (о.е.) (в соответствии с таблицей 6 Приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации 30 лет и более).

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Есаулка в день зимнего контрольного замера 2019 года приведен на рисунке 26.

Рисунок 26

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Есаулка в день зимнего контрольного замера 2019 года



При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Есаулка загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 91 А/1,82 о.е. (15,74 МВА), что превышает величину ДДТН в зимний период (0°С) (57 А/1,15 о.е.). Данная перегрузка не допустима.

[1] При выполнении анализа целесообразности выполнения мероприятий по реконструкции подстанций филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630. Согласно указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

Схема оперативного обслуживания на ПС 110 кВ Есаулка – без постоянного оперативного персонала. Время приезда оперативно-выездной бригады (ОВБ) на ПС 110 кВ Есаулка составляет 45 минут. Для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время на ПС 110 кВ Есаулка необходимо по факту приезда бригады ОВБ ввести ГВО в объеме 6 МВт, для предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 105 процентов. После этого будут выполняться мероприятия по переводу части нагрузки на другие центры питания, в объеме 1,5 МВт по электрической сети 10 кВ, в объеме 3 МВт по электрической сети 35 кВ. Время перевода нагрузки по электрической сети 10-35 кВ составит более трех часов, что в результате позволит снизить объем отключенной нагрузки до 1,5 МВт. Реализация данных схемно-режимных мероприятий подтверждена письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1419 от 24.03.2020.

Вновь присоединяемая мощность к ПС 110 кВ Есаулка по заключенным договорам на технологическое присоединение, находящимся на исполнении, на сегодняшний день составляет 5,62 МВт. Присоединяемая нагрузка подтверждена письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1419 от 24.03.2020. Перечень ТУ на ТП с указанием максимальной мощности энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт с указанием реквизитов заключенных договоров технологического присоединения представлен в приложении 15. ТУ на ТП максимальной мощностью 670 кВт и выше отсутствуют. С учетом принятого коэффициента реализации расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 1,124 МВт (1,249 МВА), что соответствует приросту токовой нагрузки в объеме около 7 А.

Максимальная токовая нагрузка с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 98 А.

Для трансформаторов мощностью 16 МВА длительно допустимая токовая нагрузка в зимний период при температуре окружающей среды 0°С, с учётом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора без ограничения длительности, равного 1,25 (таблица 1 приложения к требованиям к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию, утверждённым приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81), составляет 100 А. Таким образом, в зимний период достаточно установки трансформаторов мощностью по 16 МВА.

Для трансформаторов мощностью 16 МВА длительно допустимая токовая нагрузка в летний период при температуре окружающей среды 30°С, с учётом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора без ограничения длительности, равного 1,15 (таблица 1 приложения к требованиям к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию, утверждённым приказом Министерства энергетики Российской Федерации

от 08.02.2019 № 81), составляет 92,3 А. Таким образом, в летний период не достаточно установки трансформаторов мощностью по 16 МВА.

Для трансформаторов мощностью 25 МВА длительно допустимая токовая нагрузка в летний период при температуре окружающей среды 30°С, с учётом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора без ограничения длительности, равного 1,15 (таблица 1 приложения к требованиям к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию, утверждённым приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81), составляет 144 А.

Учитывая вышеизложенное, для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов, а также с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Есаулка необходима замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2х10 МВА на трансформаторы мощностью 2х25 МВА.

Планируемый срок выполнения проектных работ – 2020 год. Планируемый срок выполнения строительно-монтажных работ – 2021-2023 годы.

Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (с заменой трансформаторов с 2х10 МВА на 2х25 МВА) включена в состав Среднесрочного плана реализации Программы инновационного развития ОАО «МРСК Урала» на 2019-2021 годы, в рамках реализации которого планируется внедрение инновационных технологий и технических решений по цифровому обмену данными в системах релейной защиты и автоматики в соответствии с МЭК 61850, повышение наблюдаемости и управляемости объекта, отработка решений с применением цифровых устройств РЗА, поддерживающих обмен данными по протоколу IEC 61850-8.1.

Челябинский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Челябинского энергорайона на период 2021-2025 годы не требуется.

На основании прогноза «b» (по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области).

Мероприятия по электросетевому строительству, представленные в данном разделе, носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и

промышленных предприятий и прочих для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

Агломерат города Челябинска и прилегающая территория интенсивного развития

Площадь Челябинского городского округа с внутригородским делением составляет 500,98 кв. километра. Численность населения составляет 1 200 730 человек. Город основан в 1736 году.

Вопросы электроснабжения агломерата город Челябинск и прилегающей территории подробно рассмотрены в разделе V и VI СиПРЭ Челябинской области в составе Челябинского энергорайона.

Все объекты являются действующими. По результатам проведения комиссионных обследований электросетевого комплекса объектов будет определена степень их готовности к проведению Игр БРИКС 2020.

ПС 35 кВ Центральная.

Установленная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ Центральная составляет 2х10 МВА. На ПС 35 кВ Центральная установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТД-10000/35/6 (1976 года выпуска) и Т-2 типа ТДНС-10000/35/6 (1991 года выпуска).

Параметры допустимой загрузки Т-1,2, 10 МВА:

номинальный ток обмотки ВН: 150 А;

величина длительно допустимой токовой нагрузки без ограничения длительности обмотки ВН, ДДТН: 158 А (соответствует данным пункта 5.3.14 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ с учетом изменений, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81);

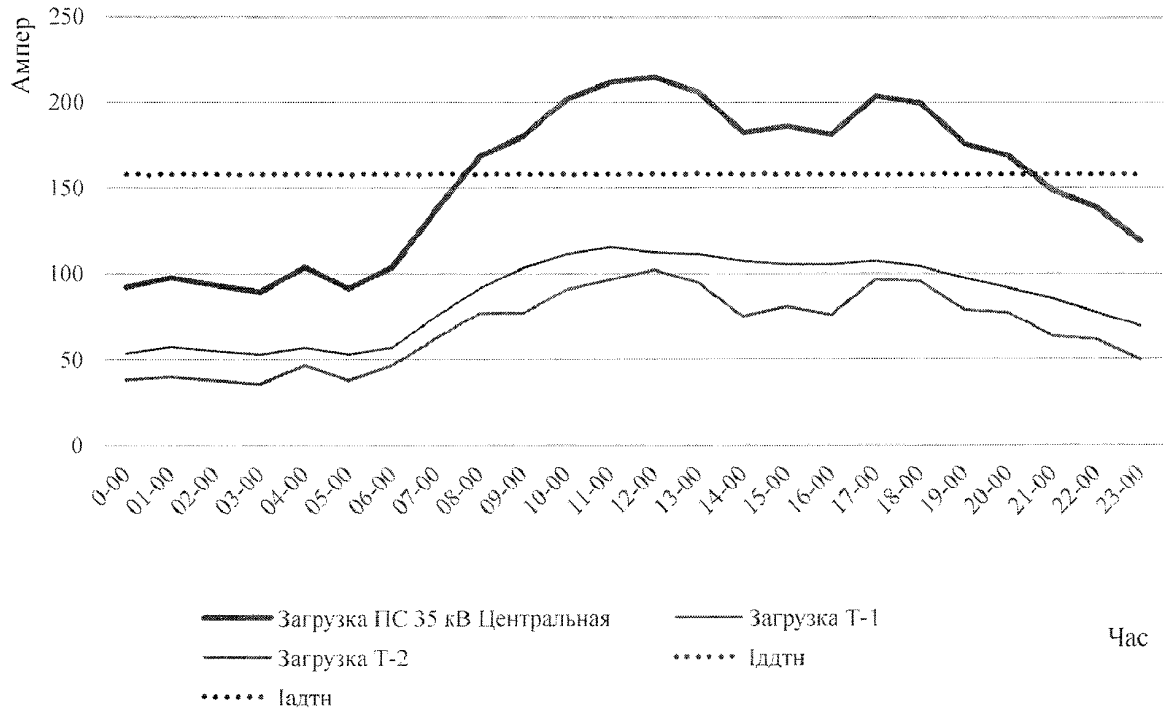
величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут вне зависимости от температуры окружающей среды, АДТН: 158 А/105 процентов от номинальной/1,05 о.е.

Перегрузочная способность трансформаторов ПС 35/6 кВ Центральная подтверждена письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1419 от 24.03.2020.

Суточный график загрузки ПС 35 кВ Центральная в день зимнего контрольного замера 2019 года приведен на рисунке 27.

Рисунок 27

Суточный график загрузки ПС 35 кВ Центральная в день зимнего контрольного замера 2019 года



При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Центральная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 35 кВ Центральная может составить до 215 А, что превышает величину АДТН (158 А). Данная перегрузка недопустима.

Топология сети не позволяет осуществлять перевод нагрузки ПС 35 кВ Центральная по сети 6 кВ из-за пропускной способности кабельных линий связи между ПС 35 кВ Центральная и ближайшими центрами питания (ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Восточная). Строительство новых кабельных линий 6 кВ в центре города Челябинска крайне затруднительно. Для ликвидации превышения АДТН потребуется ввод ГВО в объеме до 3,0 МВт. Данная информация подтверждена письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1419 от 24.03.2020.

Суммарная мощность по всем действующим договорам об осуществлении технологического присоединения с питанием от ПС 35 кВ Центральная составляет 0,5 МВт. Присоединяемая нагрузка подтверждена письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1419 от 24.03.2020.

Питание ПС 35 кВ Центральная осуществляется от силовых трансформаторов ПС 110/35/6 кВ Восточная. Установленная мощность трансформаторов на ПС 110/35/6 кВ Восточная составляет 2х40 МВА.

На ПС 110 кВ Восточная установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-40000/35/6 (2008 года выпуска, срок эксплуатации – 12 лет) и Т-2 типа ТДТН-40000/35/6 (1992 года выпуска, срок эксплуатации – 28 лет), тип

системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Восточная:

номинальный ток обмотки ВН: 200,8 А;

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 0°С, ДДТН: 230 А/1,15 о.е. (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 30°С, ДДТН: 182 А/0,91 о.е. (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

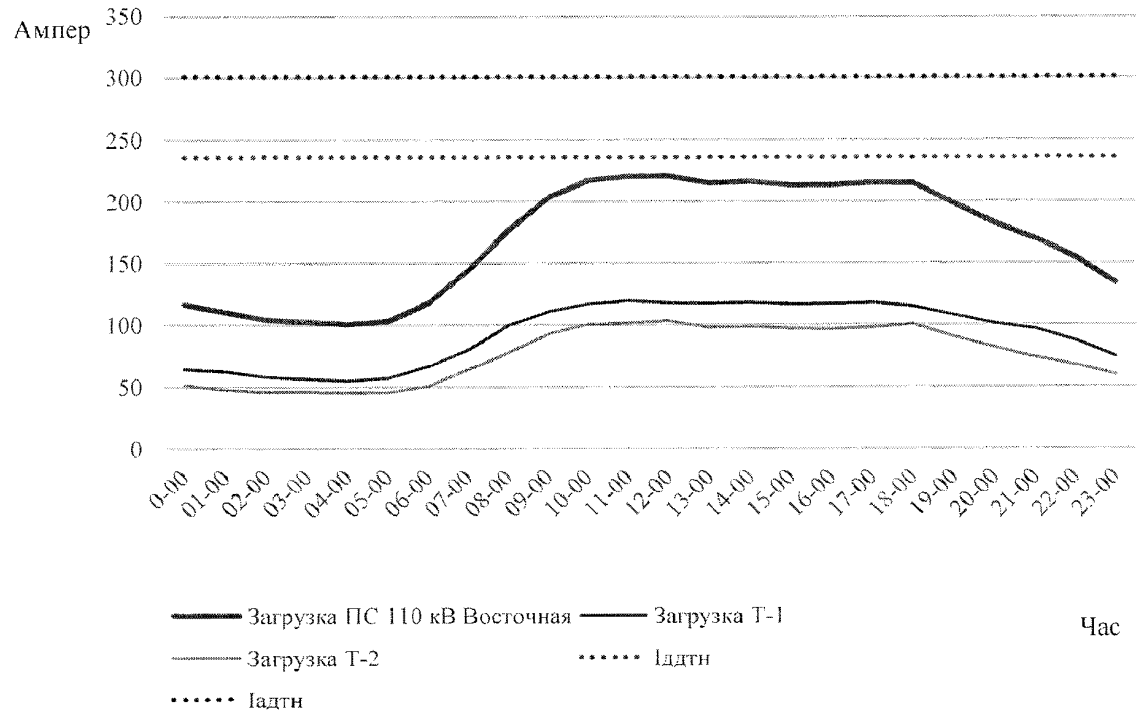
коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 0°С, АДТН: 301 А/1,5 (о.е.) (в соответствии с таблицей 3 приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации до 30 лет);

коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 30°С, АДТН: 271 А/1,35 (о.е.) (в соответствии с таблицей 3 приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации до 30 лет).

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Восточная в день зимнего контрольного замера 2019 года приведен на рисунке 28.

Рисунок 28

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Восточная в день зимнего контрольного замера 2019 года



При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Восточная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Восточная может составить до 221 А/1,1 о.е., что не превышает величины ДДТН (236 А/1,175 о.е.), допустимой без ограничения по длительности.

Перевод ПС 35 кВ Центральная на напряжение 110 кВ включает в себя следующие основные технические решения:

установка нового РУ 110 кВ на ПС Центральная по схеме два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (схема № 4Н – 2 ячейки 110 кВ);

установка 2 новых силовых трансформаторов 110/10 кВ на ПС Центральная мощностью 2х16 МВА;

прокладка двух КЛ 110 кВ Восточная – Центральная (по существующей трассе КЛ 35 кВ Восточная – Центральная-1,2) длиной 1,4 километров каждая, марки АПвПнг(А)2г-3х1х185/150 каждая;

установка нового РУ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная по схеме одна секционированная система шин (схема № 9) с установкой 7 ячеек 110 кВ (2 линейные ячейки, СВ-110 – нормально разомкнут, 2 В-110 на ПС Центральная, 2 трансформаторные ячейки) и секционного разъединителя.

Планируемый срок выполнения проектных работ – 2019-2021 годы. Планируемый срок выполнения строительно-монтажных работ – 2022-2023 годы.

ПС 110 кВ Кременкуль.

ПС 110 кВ Кременкуль построена в 1956 году. На ОРУ 110 кВ установлены открытые плавкие вставки со стреляющими пиропатронами (быстродействующие короткозамыкатели (БДКЗ) 110 кВ), имеющие следующие эксплуатационные недостатки: отказы в срабатывании пироприводов, создание искусственного короткого замыкания, приводящего к дополнительной нагрузке на смежную сеть.

ПС 110 кВ Кременкуль подключена отпайкой к ВЛ 110 кВ, при аварийном отключении трансформатора или отпайки ВЛ 110 кВ необходим перевод потребителей на другие ПС.

В настоящее время на ПС 110 кВ Кременкуль установлен один трансформатор типа ТДНГ-10000/110/10 мощностью 10 МВА, год изготовления трансформатора – 1956, срок эксплуатации – 64 года, тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла), с предохранителем 110 кВ. ПС 110 кВ Кременкуль подключена одноцепным ответвлением (АС-95, 1,8 километра) к транзитной одноцепной ВЛ 110 кВ Шагол – Чебаркуль (протяженность 107,6 километра).

Параметры допустимой загрузки Т-1 10 МВА:

номинальный ток обмотки ВН: 58,4 А;

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 0°С, ДДТН: 67 А/1,15 о.е. (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 30°С, ДДТН: 53 А/0,91 о.е. (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

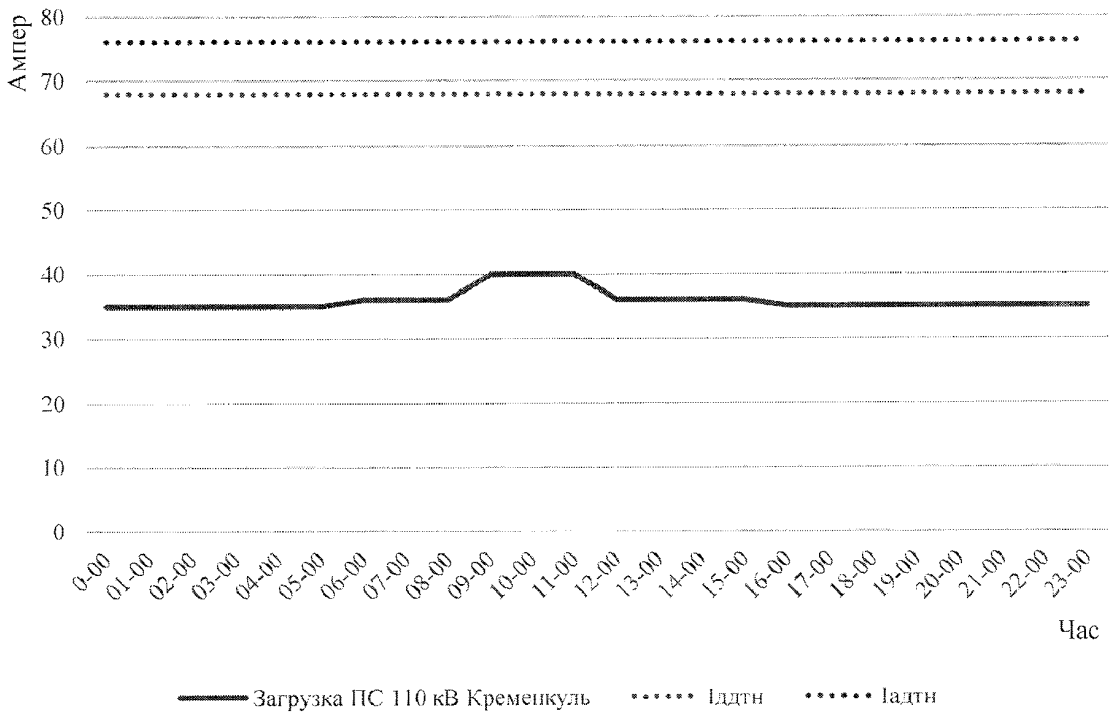
коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 0°С, АДТН: 76 А/1,3 (о.е.) (в соответствии с таблицей 6 Приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации 30 лет и более);

коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 30°С, АДТН: 70 А/1,2 (о.е.) (в соответствии с таблицей 6 Приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации 30 лет и более).

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Кременкуль в день зимнего контрольного замера 2019 года приведен на рисунке 29.

Рисунок 29

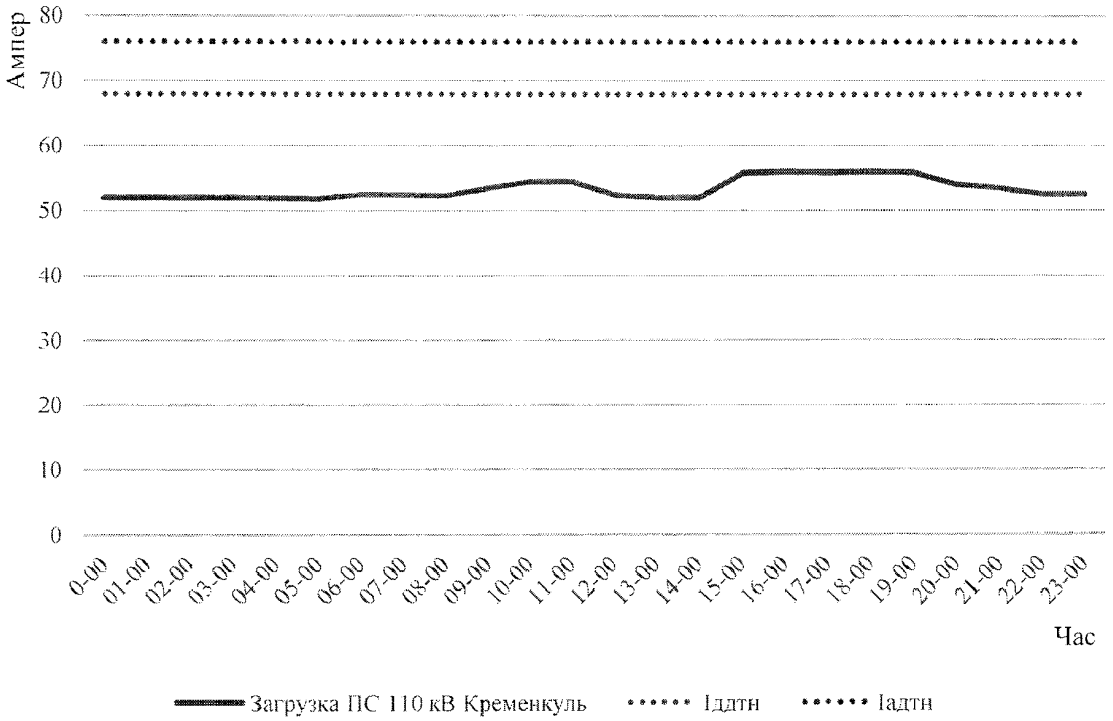
Суточный график загрузки ПС 110 кВ Кременкуль в день зимнего контрольного замера 2019 года



Суточный график загрузки ПС 110 кВ Кременкуль в день зимнего контрольного замера 2018 года приведен на рисунке 30.

Рисунок 30

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Кременкуль в день зимнего контрольного замера 2018 года



При аварийном отключении Т-1 на ПС 110 кВ Кременкуль будут отключены потребители мощностью в объеме около 10 МВт. Перевод в полном объеме нагрузки ПС 110 кВ Кременкуль в зимнее время на другие центры питания, а именно: ПС 110 кВ Харлуши, ПС 110 кВ Алишево, ПС 110 кВ Шершневская невозможен. Время на перевод нагрузки в объеме 7 МВт по сети 10 кВ составляет более трех часов. Объем отключенной нагрузки составляет 3 МВт. Данная информация подтверждена письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1419 от 24.03.2020.

Вновь присоединяемая мощность к ПС 110 кВ Кременкуль по заключенным договорам на технологическое присоединение, находящимся на исполнении, на сегодняшний день составляет 8,71 МВт. Присоединяемая нагрузка подтверждена письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» № ЧЭ/01/21/1419 от 24.03.2020.

Для исключения отключения потребителей ПС 110 кВ Кременкуль, в том числе с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение), необходимо предусмотреть установку второго трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА с сооружением захода ВЛ 110 кВ. Строительство новых распределительных сетей 10 кВ для перевода оставшейся нагрузки на указанные центры питания (ПС 110 кВ Харлуши, ПС 110 кВ Алишево, ПС 110 кВ Шершневская) является нецелесообразным ввиду большой удалённости ПС друг от друга: от ПС 110 кВ Кременкуль до ПС 110 кВ Харлуши – 10,8 километра, от ПС 110 кВ

Кременкуль до ПС 110 кВ Алишево – 16,1 километра, от ПС 110 кВ Кременкуль до ПС 110 кВ Шершнёвская – 10,8 километра).

Планируемый срок выполнения проектных работ – 2024 год. Планируемый срок выполнения строительно-монтажных работ – 2025-2026 годы.

Южная часть Магнитогорского городского округа.

ПлощадьМагнитогорского городского округа составляет 392,66 кв. километра. Численность населения составляет 413 261 человек. Город основан в 1929 году.

Вопросы электроснабжения Южной части Магнитогорского городского округа подробно рассмотрены в разделе V и VI СиПРЭ Челябинской области в составе Магнитогорского энергорайона.

Дополнительно получена следующая информации администрации города Магнитогорска (письмо №14/Э110 от 05.12.2019) о планируемом перспективном развитии электрических сетей города Магнитогорска:

ПС 110 кВ Захаровская.

Планируется строительство ПС 110 кВ Захаровская с заходами ВЛ 110 кВ Смеловская – ПС 99.

На первом этапе (2021 год) планируется установка на ПС 110 кВ Захаровская двух трансформаторов мощностью по 10 МВА каждый и переводом существующих потребителей, присоединенных к ПС 110 кВ 99 через Центральный распределительный пункт № 5 (ЦРП-5). Реестры действующих договоров на технологическое присоединение и копии технических условий потребителей мощностью свыше 670 кВт, в том числе с наличием в технических условиях мероприятий по строительству центра питания ПС 110 кВ Захаровская, представлены в приложении к письму №14/Э110 от 05.12.2019.

В соответствии с представленной информацией объем мощности по действующим договорам об осуществлении технологического присоединения составляет 4,9 МВт (реестр договоров, копии технических условий потребителей мощностью свыше 670 кВт представлены в приложении 12 к СиПРЭ Челябинской области). Кроме того, зарегистрировано заявок, подготовлено технических условий и направлено на подписание договоров об осуществлении технологического присоединения потребителям суммарной мощностью 3,1 МВт (реестр договоров, копии технических условий потребителей мощностью свыше 670 кВт представлены в приложении 12 к СиПРЭ Челябинской области). Таким образом, максимальная мощность с учётом поступивших заявок на ТП на ПС 110 кВ Захаровская составляет 8,0 МВт, что требует установки двух трансформаторов по 10 МВА каждый.

В связи с интенсивным развитием Юго-Западной части города Магнитогорска в перспективе планируются к присоединению от ПС 110 кВ Захаровская следующие территории (общей площадью земельного участка – 5430 тысяч кв. метров), выделенные под строительство:

149 микрорайон (площадь земельного участка - 420 тысяч кв. метров),

150 микрорайон (площадь земельного участка - 150 тысяч кв. метров);

поселок Дубрава (площадь земельного участка - 500 тысяч кв. метров);

поселок Княжево (площадь земельного участка - 360 тысяч кв. метров);

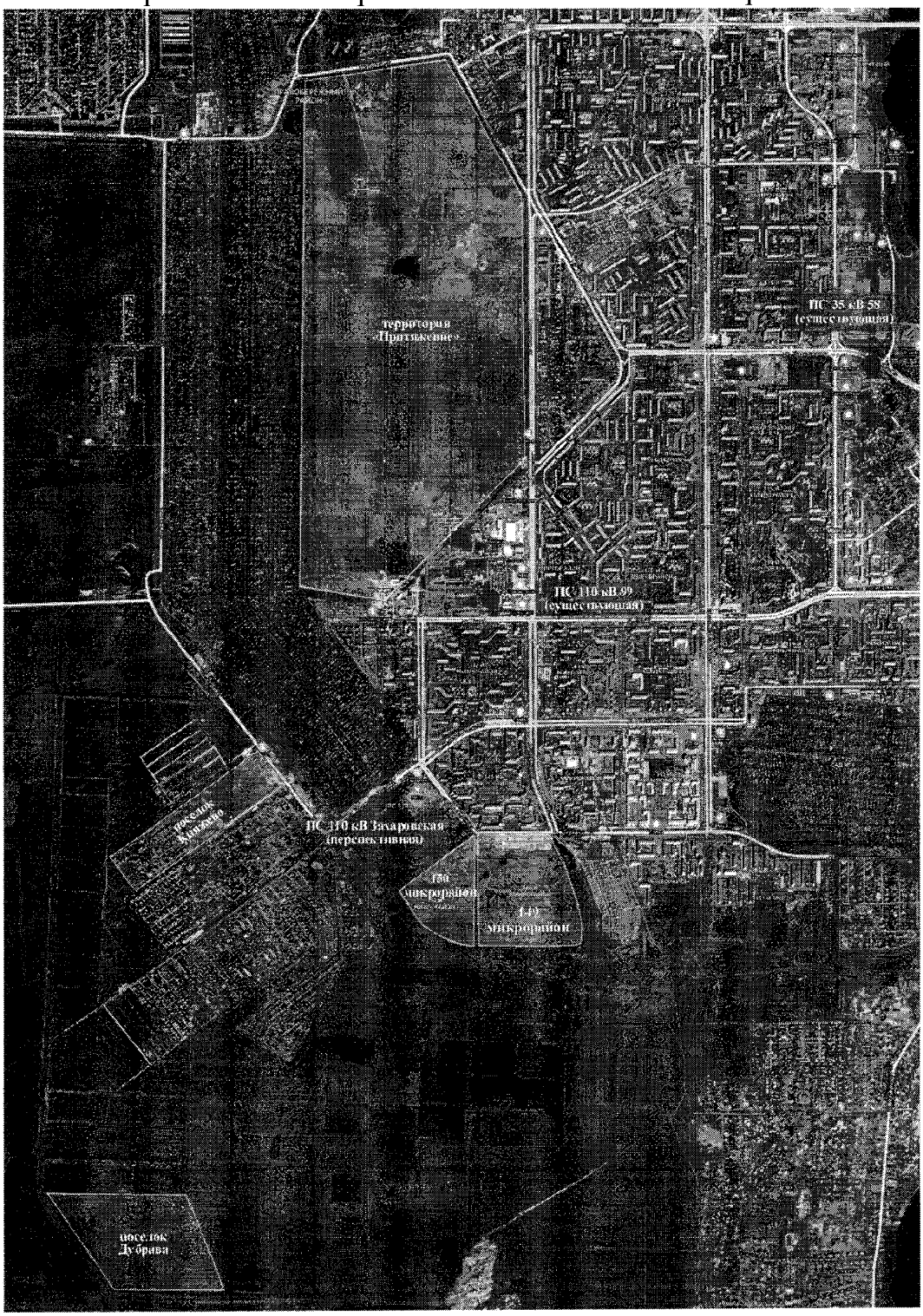
территория «Притяжение» (площадь земельного участка - 4000 тысяч кв. метров).

Планируемый срок замены трансформаторов на ПС 110 кВ Захаровская мощностью 2х10 МВА на трансформаторы 2х32 МВА - 2023 год.

Карта расположения перспективных территорий, находящихся в зоне электроснабжения перспективной ПС 110 кВ Захаровская, представлена на рисунке 31.

Рисунок 31

Карта расположения перспективных территорий, находящихся в зоне электроснабжения перспективной ПС 110 кВ Захаровская



ПС 35 кВ 58.

Планируется реконструкция ПС 35 кВ 58 с переводом на 110 кВ и установкой двух трансформаторов мощностью по 40 МВА каждый (взамен 2х32 МВА, 35/10 кВ), строительство ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 58 и ВЛ 110 кВ ПС 63 – ПС 58.

Технические условия заявителя (ООО «Бриф», площадь земельного участка - 19,5 тысячи кв. метров) с включением мероприятий по переводу ПС 35 кВ 58 на напряжение 110 кВ прилагаются (письмо №14/Э110 от 05.12.2019. Договор технологического присоединения с ООО «Бриф» находится в стадии заключения.

Территория перспективного развития в районе существующей ПС 35 кВ 58 (суммарная площадь земельных участков - 105,4 тысячи кв. метров) представлена на рисунке 32.

Рисунок 32

Территория перспективного развития в районе существующей ПС 35 кВ 58



Планируемый срок перевода ПС 35 кВ 58 на напряжение 110 кВ и замены трансформаторов мощностью 2х32 МВА на трансформаторы 2х40 МВА – 2024 год.

Локомотивный городской округ.

Площадь Локомотивного городского округа составляет 10,33 кв. километра. Численность населения составляет 8 450 человек. Образован в 1963 году.

Общие вопросы электроснабжения Локомотивного городского округа подробно рассмотрены в разделах V и VI СиПРЭ Челябинской области в составе Карталинского энергорайона.

Дополнительной информации о перспективном развитии Локомотивного городского округа не поступало.

Озерский городской округ.

Площадь Озерского городского округа составляет 657,31 кв. километра. Численность населения составляет 89 232 человек. Город основан в 1945 году.

Озерский городской округ имеет статус ЗАТО. Город Озерск является наукоградом, способным развивать новейшие технологии, в том числе в производстве и переработке ядерных компонентов. Ключевую роль в этой работе играет ФГУП ПО «Маяк», ведущее предприятие российской атомной отрасли, градообразующее предприятие города Озерска.

Озерский городской округ имеет статус ЗАТО, но это не делает его закрытым для экономического развития. Чистый, удобный для жизни, ухоженный город, он сегодня развивает такие направления, как машиностроение и стройиндустрия, производство оборудования и продуктов питания. В Озерске зарегистрировано свыше 700 малых и средних предприятий.

В рамках реализации Федерального закона от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации» на территории Озерского городского округа планируется создание территории опережающего социально-экономического развития (далее именуется – ТОСЭР).

В соответствии с письмом администрации Озерского городского округа Челябинской области от 13 декабря 2019 года № 01.02.09/2741 в городе Озерске планируется реализовать крупный инвестиционный проект.

Постановлением администрации Озерского городского округа от 27.12.2017 № 3604 утвержден проект планировки территории, совмещенный с проектом межевания территории, предназначенной для размещения объектов промышленного назначения в поселке Новогорный Озерского городского округа.

Постановлением администрации Озерского городского округа от 11.01.2019 № 12 внесены изменения в проект планировки территории, совмещенный с проектом межевания территории, предназначенной для размещения объектов промышленного назначения в поселке Новогорный Озерского городского округа, в части, касающейся размещения ЦРП-110/6 кВ.

Территория проектирования расположена в поселке Новогорный Озерского городского округа в кадастровых кварталах 74:41:0201001, 74:41:0202001.

Общая площадь территории в границах проекта планировки территории составляет 430499 кв. метров: земельный участок с кадастровым номером 74:41:0000000:6651, площадью 15,8512 гектара и земельный участок с кадастровым номером 74:41:0000000:6652, площадью 27,1987 гектара.

Также проектом установлены границы 28 земельных участков под размещение объектов промышленного назначения различного профиля, в том числе объектов инфраструктуры и для размещения резидентов.

К инженерной инфраструктуре проектируемой территории относится существующая ВЛ 110 кВ, расположенная западнее территории проектирования.

Проект предусматривает строительство следующих объектов инфраструктуры:

центральная распределительная подстанция (ЦРП) - 110/6 кВ;

новые электросети и трансформаторные пункты (5 ТП 6/0,4кВ) мощностью 25 МВт (договор № 8600009948 с ОАО «МРСК Урала» об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям);

теплотрасса мощностью 10 Гкал/час;

водопровод мощностью 500 куб. метров /сутки;

канализационные сети мощностью 500 куб. метров/сутки;

канализационно-очистные сооружения мощностью 4,2 тыс. куб. метров/сутки;

газопровод 1,2 МПА;

подъездной железнодорожный путь с погрузочной платформой протяженностью 0,7 километра;

автомобильная дорога объездная IV технической категории протяженностью 3,6 километра с асфальтобетонным покрытием, подъездная дорога протяженностью 2 километра с асфальтобетонным покрытием.

В настоящее время в рамках реализации технологического присоединения энергопринимающих устройств муниципального казённого учреждения «Управление капитального строительства Озёрского городского округа» планируется следующее сетевое строительство:

сооружение ПС 110 кВ Новогорная с установкой 2 (двух) трансформаторов по 25 МВА каждый;

сооружение отпаек от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2 (длиной 0,135 километра) и ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7 (длиной 0,165 километра).

Планируемый срок ввода ПС 110 кВ Новогорная – 2020 год.

Снежинский городской округ.

Площадь Снежинского городского округа составляет 299,13 кв. километра. Численность населения составляет 51 843 человека. Город основан в 1957 году.

Снежинский городской округ имеет статус ЗАТО. Здесь расположено одно из крупнейших предприятий атомной промышленности: Российский

федеральный ядерный центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е. И. Забабахина.

В рамках реализации Федерального закона от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации» на территории Снежинского городского округа планируется создание ТОСЭР.

В соответствии с письмом администрации Снежинского городского округа Челябинской области от 09 декабря 2019 года № Д-10-06/5814 на территории Снежинского городского округа планируется реализация следующих проектов:

проект № 1 – расширение производственных мощностей ООО «ЗКС»:

специализация – керамогранит;

максимальная мощность – 5,5 МВт (в том числе 1,2 МВт существующая);

планируемый источник электроснабжения – ПС 110 кВ Курчатовская;

состояние – заключен договор на технологическое присоединение с АО «Трансэнерго» (договор ТП-18/18 от 20.03.2018, копия ТУ на ТП представлены в приложении 12 к СиПРЭ Челябинской области);

проект № 2 – строительство завода по производству специальных электрических машин ООО «СЗСЭМ»:

специализация – специальные электрические машины;

максимальная мощность – 2 МВт;

планируемый источник электроснабжения – ПС 110 кВ Курчатовская;

состояние – в работе (АО «Трансэнерго», заявка №2839);

проект № 3 – производство горелочных устройств:

специализация – горелочные устройства;

максимальная мощность – не определена;

планируемый источник электроснабжения – новая подстанция;

состояние – заявка не подана;

проект № 4 – производство пластин для теплообменников:

специализация – пластины для теплообменников;

максимальная мощность – не определена;

планируемый источник электроснабжения – новая подстанция;

состояние – заявка не подана;

проект № 5 – проиводство и применение радиофармпрепаратов:

специализация – радиофармпрепараты;

максимальная мощность – не определена;

планируемый источник электроснабжения – новая подстанция;

состояние – заявка не подана.

Таким образом, по проекту № 1 заключен договор на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Курчатовская с АО «Трансэнерго»; по проекту № 2 заявка на технологическое присоединение находится в работе. По остальным проектам работ по технологическому присоединению в настоящее время не проводится.

Существующая схема электроснабжения ЗАТО город Снежинск осуществляется от пяти ПС 110 кВ. Все подстанции присоединены шлейфовыми заходами к одноцепной ВЛ 110 кВ. Суммарная длина транзита 110 кВ составляет около 67 километров.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по реализации указанных проектов, в том числе целесообразности сооружения новых электросетевых объектов. Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Трехгорный городской округ.

Площадь составляет 162,49 кв. километра. Численность населения составляет 32 613 человек. Город основан в 1952 году.

Трехгорный городской округ имеет статус ЗАТО. Наиболее крупным предприятием является ФГУП «Приборостроительный завод» г. Трехгорный, которое является одним из ведущих предприятий Федерального агентства России по атомной энергии. Соответствуя статусу наукограда и реализуя конверсионные программы, предприятия Трехгорного городского округа производят приборы радиационного контроля, медицинскую технику, оборудование для агропромышленного комплекса и нефтеперерабатывающего комплекса, силовые кабели и строительные материалы. В городе действуют более 500 средних и малых предприятий.

В рамках реализации Федерального закона от 29.12.2014 № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации» на территории Трехгорного городского округа планируется создание ТОСЭР. В соответствии с письмом администрации города Трехгорного Челябинской области от 30 декабря 2019 года № 01-24/2342 на территории Трехгорного городского округа планируется развитие инженерной инфраструктуры для электроснабжения следующих площадок:

площадка «Трехгорный «Точмаш» в составе следующих проектов:

проект № 1 – производство алюминиевых профилей, используемых в строительстве, авиастроении, судостроении (ООО «Альтернатива»);

проект № 2 – производство стальных конструкций, являющихся аналогом германских, финских, австрийских систем (ООО «Альтернатива»);

проект № 3 – производство шламовых насосов по программе импортазамещения (ООО «ЮУГМ-Комплексные Системы»;

проект № 4 – производство акриловых ванн бытового и медицинского назначения (ООО «АкваВита»);

проект № 5 – производство стальных мелющих тел (ООО КПК «НИСМА»);

площадка «Трехгорный Наномед» в составе следующих проектов:

проект № 1 – производство медикаментов, шприцов, одноразовых систем (ООО «РусГаз»);

проект № 2 – производство диодных светильников (ООО «СпецМеталСтрой»);

проект № 3 – сборка и производство металлообрабатывающих станков (ООО «ФракталФинансСистем»);

площадка «ТрехГорные машины» в составе следующих проектов:

проект № 1 – производство и сервисное обслуживание насосов по программе импортозамещения (ОАО «Баймакский литейно-механический завод»);

площадка «Трехгорный ПСЗ» в составе следующих проектов:

проект № 1 – производство металлообрабатывающих станков с ЧПУ (Станкостроение), (АО «ИПН Станкостроение»);

площадка «ГЛК «Завьялиха» в составе следующих проектов:

проект № 1 – гостиничные услуги на ГЛК «Завьялиха» (ООО «Эталон-Строй»);

проект № 2 – оказание услуг в области медицины на ГЛК «Завьялиха» (ООО «Профмед»).

Существующая схема электроснабжения ЗАТО город Трехгорный осуществляется от ПС 110 кВ. В непосредственной близости от города находятся еще две ПС 110 кВ.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по застройке участков, в том числе целесообразности сооружения новых электросетевых объектов. Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Красноармейский муниципальный район.

Площадь Красноармейского муниципального района составляет 3842,02 кв. километра. Численность населения составляет 41 366 человек. Образован 13 января 1941 года. Административный центр - село Миасское.

Красноармейский муниципальный район давно заслужил репутацию одного из крупных поставщиков селькохозяйственной продукции – прежде всего, картофеля и овощей. Среди крупнейших агропромышленных предприятий - ОАО «Красноармейское» и ОАО ПКЗ «Дубровский». Кроме того, здесь располагается свинокомплекс «Родниковский» агрохолдинга «Уралбройлер» – крупнейшего объединения агропромышленного комплекса в Уральском федеральном округе.

В соответствии с письмом администрации Красноармейского муниципального района Челябинской области от 16 декабря 2019 года № 7110 на территории Красноармейского муниципального района сформирован перечень следующих земельных участков, предназначенных для развития промышленных объектов:

участок № 1 – кадастровый номер 74:12:1305002:717, площадь 101 364 кв. метра, предназначен для размещения объектов капитального строительства в целях изготовления солнечных модулей, дизельных генераторов и ветряных станций;

участок № 2 – кадастровый номер 74:12:0503001:55, площадь 18 151 кв. метр, предназначен для размещения производственных и административных зданий, строений, сооружений и обслуживающих их объектов;

участок № 3 – кадастровый номер 74:12:1209040:11, площадь 7 284 кв. метров, предназначен для строительства производственной базы;

участок № 4 – кадастровый номер 74:12:1206002:2119, площадь 1 500 кв. метров, предназначен для производственной деятельности.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения новой нагрузки в соответствии с планами по застройке участков, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров. Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной информации о параметрах присоединения в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Саткинский муниципальный район.

Площадь Саткинского муниципального района составляет 2412,07 кв. километра. Численность населения составляет 78 827 человек. Образован 4 ноября 1926 года. Административный центр – город Сатка.

На территории Саткинского муниципального района ведется добыча железной руды, магнезита, кварцита, бокситов, титано-магнетитов, молибдена, известняка, редкоземельных металлов и поделочного камня. Особая ставка сделана на развитие малого бизнеса. Саткинский муниципальный район участвует в пилотном проекте Министерства регионального развития Российской Федерации по модернизации экономики моногородов.

В соответствии с письмом администрации Саткинского муниципального района Челябинской области от 30 декабря 2019 года № 6746, на территории Саткинского муниципального района планируется реализация следующих проектов:

В рамках реализации ТОСЭР «Бакал»:

проект № 1 – создание металлургического завода по производству гранулированного чугуна;

максимальная мощность – 19 МВт;

проект № 2 – создание опытного завода по переработке отходов металлургического производства (замасленной окалины и Fe-Zn-содержащей пыли ДСП) в гранулированный чугун и дегалогенизированный оксид цинка;

максимальная мощность – 1 МВт;

планируемый источник электроснабжения – новая подстанция.

Ведется работа с ОАО «МРСК Урала» по рассмотрению заявки на технологическое присоединение и по получению технических условий на технологическое присоединение.

АО «СЧПЗ» планируется строительство цеха по производству низко и среднеуглеродистого ферромарганца конверторным способом. Максимальная мощность – 10 МВт. Определение возможности присоединения новой нагрузки, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров, должно выполняться в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

В рамках реализации технологического присоединения новой площадки цехов АО «Комбинат «Магнезит» на территории Саткинского муниципального района сооружена ПС 110 кВ Периклаз с установкой 2 (двух) трансформаторов 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый, а также выполнено сооружение ответвлений от ЛЭП 110 кВ Приваловская - Сатка I, II цепь с отпайкой на ПС Огнеупор до ПС 110 кВ Периклаз.

Пластовский муниципальный район.

Площадь составляет 1751,76 кв. километра. Численность населения составляет 25 124 человека. Образован 24 июня 2004 года. Центр – город Пласт.

Информации о перспективном развитии Пластовского муниципального района не поступало.

Сосновский муниципальный район.

Площадь составляет 2071,36 кв. километра. Численность населения составляет 74 956 человек. Образован 20 декабря 1934 года. Центр – село Долгодеревенское.

В настоящее время на территории Сосновского муниципального района Челябинской области реализуется проект строительства Томинского ГОК (ЗАО «Русская медная компания»). Для электроснабжения нового предприятия в 2020 году реализовано следующее сетевое строительство:

сооружение ПС 220 кВ Медная с установкой 2 (двух) трансформаторов по 100 МВА каждый;

сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная с образованием:

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная;

ВЛ 220 кВ Шагол – Медная с отпайкой на ПС Исаково.

В рамках строительства Томинского ГОКа планируется сооружение ГПС Томинская в составе 22 ГПУ мощностью 9,4 МВт каждая суммарной установленной мощностью 206,8 МВт.

Реализация проекта строительства Томинского ГОК намечена на 2020 год.

Дополнительной информации о перспективном развитии Сосновского муниципального района не поступало.

Увельский муниципальный район.

Площадь составляет 2298,89 кв. километра. Численность населения составляет 31 885 человек. Образован 24 мая 1924 года. Центр – поселок Увельский.

Информации о перспективном развитии Увельского муниципального района не поступало.

36. Анализ необходимости и мест размещения дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В таблице 73 представлен баланс реактивной мощности энергосистемы Челябинской области в период 2021-2025 годов.

Таблица 73

Баланс реактивной мощности энергосистемы Челябинской области в период 2021-2025 годов

Источник/потребитель реактивной мощности	Зима максимум	Зима минимум	Лето максимум	Лето минимум
2021 год				
реактивная мощность нагрузки	2256	2077	2111	1845
нагрузочные потери	1573,02	1663,52	1438,46	1352,01
в том числе потери в ЛЭП	872,43	1006,12	985,59	927,6
потери в Т/АТ 220 кВ и выше	700,59	657,4	452,87	424,41
потребление ШР/БСК/СТК	257,86	255,96	255,27	254,02
потери холостого хода Т/АТ	77,45	77,79	75,28	76,51
суммарное потребление реактивной мощности	4164,33	4074,27	3880,01	3527,54
генерация реактивной мощности электростанциями	1994	1847	1746	1400
зарядная мощность ЛЭП	2601,16	2602,27	2598,89	2637,27
суммарная генерация реактивной мощности	4595,16	4449,27	4344,89	4037,27
внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит)	430,83	375,0	464,88	509,73
2022 год				
реактивная мощность нагрузки	2278	2096	2131	1861
нагрузочные потери	1578,73	1668,75	1445,7	1354,76
в том числе потери в ЛЭП	875,73	1010,16	991,59	929,87
потери в Т/АТ 220 кВ и выше	703	658,59	454,11	424,89
потребление ШР/БСК/СТК	257,44	255,62	254,94	253,75
потери холостого хода Т/АТ	77,37	77,73	75,22	76,46
суммарное потребление реактивной мощности	4191,54	4098,1	3906,86	3545,97
генерация реактивной мощности электростанциями	2015	1866	1769	1414
зарядная мощность ЛЭП	2598,76	2600,32	2597,22	2635,74
суммарная генерация реактивной мощности	4613,76	4466,32	4366,22	4049,74
внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит)	422,22	368,22	459,36	503,77
2023 год				

реактивная мощность нагрузки	2306	2121	2155	1881
нагрузочные потери	1573,57	1660,13	1442,15	1349,08
в том числе потери в ЛЭП	867,2	1000,1	985,83	923,61
потери в Т/АТ 220 кВ и выше	706,37	660,03	456,32	425,47
потребление ШР/БСК/СТК	257,35	255,62	254,82	253,7
потери холостого хода Т/АТ	77,32	77,7	75,17	76,42
суммарное потребление реактивной мощности	4214,24	4114,45	3927,14	3560,2
генерация реактивной мощности электростанциями	2036	1881	1786	1427
зарядная мощность ЛЭП	2597,73	2599,95	2596,15	2635,15
суммарная генерация реактивной мощности	4633,73	4480,95	4382,15	4062,15
внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит)	419,49	366,5	455,01	501,95
2024 год				
реактивная мощность нагрузки	2331	2142	2177	1899
нагрузочные потери	1572,01	1656,7	1440,08	1345,91
в том числе потери в ЛЭП	863,56	995,65	982,49	920,02
потери в Т/АТ 220 кВ и выше	708,45	661,05	457,59	425,89
потребление ШР/БСК/СТК	257,21	255,54	254,69	253,6
потери холостого хода Т/АТ	77,27	77,66	75,12	76,38
суммарное потребление реактивной мощности	4237,49	4131,9	3946,89	3574,89
генерация реактивной мощности электростанциями	2054	1894	1801	1439
зарядная мощность ЛЭП	2596,58	2599,21	2595,01	2634,35
суммарная генерация реактивной мощности	4650,58	4493,21	4396,01	4073,35
внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит)	413,09	361,31	449,12	498,46
2025 год				
реактивная мощность нагрузки	2354	2170	2205	1923
нагрузочные потери	1570,72	1656,77	1441,26	1346,09
в том числе потери в ЛЭП	860,9	993,7	981,52	918,91
потери в Т/АТ 220 кВ и выше	709,82	663,07	459,74	427,18
потребление ШР/БСК/СТК	257,04	255,45	254,58	253,52
потери холостого хода Т/АТ	77,22	77,6	75,04	76,32
суммарное потребление реактивной мощности	4258,98	4159,82	3975,88	3598,93
генерация реактивной мощности электростанциями	2070	1915	1822	1456
зарядная мощность ЛЭП	2595,47	2597,74	2593,13	2632,84
суммарная генерация реактивной мощности	4665,47	4512,74	4415,13	4088,84
внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит)	406,49	352,92	439,25	489,91

В результате анализа проведенных электрических расчетов режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области, недопустимых отклонений напряжения выявлено не было.

Таким образом необходимость ввода дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в энергосистеме Челябинской области отсутствует.

37. Разработка мероприятий по обеспечению качества и надежности электроснабжения с учетом требований ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей.

В результате анализа проведенных электрических расчетов режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области, отклонений от требований ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей не выявлено.

38. Выдача рекомендаций по снижению уровня токов короткого замыкания.

По итогам расчетов токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше в нормальной схеме сети энергосистемы Челябинской области целесообразно:

заменить выключатели на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово (2 штуки) на выключатели с отключающей способностью не менее 25 кА.

39. Выполнение расчетов электрических режимов для формирования предложений по развитию электрической сети Челябинской области.

Для сформированных ранее вариантов развития электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области были проведены расчеты электрических режимов для основных и альтернативных вариантов в соответствии с прогнозом, разработанным АО «СО ЕЭС».

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше приняты в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы (таблица 65).

Все предложенные выше мероприятия рекомендуется использовать при формировании итогового перечня мероприятий с оценкой капитальных затрат на их реализацию.

Результаты расчетов электрических режимов (с учетом реализации рекомендуемых мероприятий) показали сохранения надежности и устойчивости электроэнергетической системы Челябинской области.

40. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Таблица 74 содержит перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Таблица 74

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области

Мероприятие	Параметры оборудования	Рекомендуемый год реализации
Вводы, соответствующие проекту СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы		
реконструкция ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС -	120 километров	2021*

Карталы 220 и ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - ПС 90 №1, 2 со строительством участков ВЛ на территории Российской Федерации ориентировочной протяженностью 120 километров		
реконструкция ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Троицкая ГРЭС и ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2 со строительством участков ВЛ на территории Российской Федерации ориентировочной протяженностью 91 километр	91 километр	2021*
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторных групп 500/220/10 кВ мощностью 3х167 МВА на две автотрансформаторные группы мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА, двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА без изменения трансформаторной мощности и заменой двух БСК 110 кВ мощностью 56 Мвар	2х501 МВА 2х250 МВА 2х56 Мвар	2022
строительство ПС 220 кВ Медная трансформаторной мощностью 200 МВА (2х100 МВА)	2х100 МВА	2020
строительство заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная ориентировочной протяженностью 6,3 километра (1х3,1 километра, 1х3,2 километра)	3,1 километра + 3,2 километра	
строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА)	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	2021
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километр)	2х1,0 километр	2021
строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар	2х25 МВА БСК 33 Мвар	2021
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	2х2,5 километра	
Вводы в соответствии с ТУ на ТП		
строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	2х63 МВА, 2х2 километра	2021
строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	2021
строительство ПС 110 кВ Новогорная, отпаек от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2, ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	2х25 МВА, 0,135+0,165 километра	2020

реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2020
строительство ПС 110 кВ 15, КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15	2х40 МВА, 2х0,4 км БСК 190 Мвар (шины 110 кВ ПС 220 кВ 60)	2021
реконструкция ПС 110 кВ Дизельная (расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ, строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2)С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь)	2х0,87 километра	2020
Рекомендуемые мероприятия по реконструкции подстанций		
Северный энергорайон		
реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2х10МВА на 2х25МВА)	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	ПИР: 2020-2021 СМР: 2022-2023
Рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания		
техническое перевооружение ПС 110 кВ Синеглазово (замена выключателей на шинах 110 кВ с увеличением отключающей способности, 2 штуки)	2 штуки	ПИР: 2022 СМР: 2023

* Сроки реализации мероприятия будут уточнены по результатам разработки проектной документации.

Формирование сводных данных по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года).

Ниже представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше (таблица 75) с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года) (таблица 76).

Таблица 75

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Показатель	Текущий период (2020 год)	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Ввод ВЛ/КЛ 500 кВ, километров	0	91	0	0	0	0
Ввод ВЛ/КЛ 220 кВ, километров	6,3	127	0	0	0	0
Реконструкция трансформаторной мощности 500 кВ, МВА	0	0	1169	0	0	0
Реконструкция трансформаторной мощности 220 кВ, МВА	0	0	500	0	0	0
Ввод трансформаторной мощности 220 кВ, МВА	200	225	0	0	0	0
Ввод ВЛ/КЛ 110 кВ, километров	0,75	10,75		0	0	0
Ввод трансформаторной мощности 110 кВ, МВА	176	286	50	0	0	0

Ввод БСК, Мвар	0	223	56	0	0	0

Таблица 76

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ

Показатель	Текущий период (2020 год)	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2024 год
Ввод трансформаторной мощности напряжением ниже 110 кВ, МВА	14,6	14,3	14,3	-	-	-
Ввод ВЛ/КЛ напряжением ниже 110 кВ, километров	242,92	239,31	238,83	-	-	-

Формирование сводных данных о планируемых технологических присоединениях в течение каждого года перспективного периода и суммарно за пятилетний период.

Ниже представлены сводные данные о планируемых технологических присоединениях в течение каждого года перспективного периода и суммарно за пятилетний период (таблица 77).

Таблица 77

Сводные данные о планируемых технологических присоединениях в течение каждого года перспективного периода и суммарно за пятилетний период

Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	Итого за период
Планируемые технологические присоединения объектов до 15 кВт включительно (МВт/штук*)	91,11/ 7106	88,83/ 6928	87,87/ 6852	86,91/ 6777	-	-	354,72/ 27663
Планируемые технологические присоединения объектов свыше 15 до 150 кВт включительно (МВт/штук)	74,72/ 786	72,85/ 783	71,03/ 757	68,68/ 732	-	-	287,28/ 3058
Планируемые технологические присоединения объектов свыше 150 и менее 670 кВт (МВт/штук)	12,24/ 36	14,97/ 44	0,51/ 1	3,45/ 11	-	-	31,17/ 92
планируемые технологические присоединения объектов объектов 670 кВт и до 5 МВт включительно (МВт/штук)	57,13/ 39	30,90/ 13	1,30/ 1	12,82/ 10	-	-	102,16/ 63
Планируемые технологические присоединения объектов свыше 5 МВт (МВт/штук)	171/ 5	279,265/ 5	29,007/0	0/0	-	-	479,272/ 10
Планируемые технологические присоединения ЛЭП 0,4 кВ (километров)	-	-	-	-	-	-	-
Планируемые технологические присоединения ЛЭП 6-10 кВ (километров)	-	-	-	-	-	-	-

Планируемые технологические присоединения ЛЭП 35 кВ (километров)	-	-	-	-	-	-	-
Планируемые технологические присоединения ЛЭП 110 кВ (километров)	0,75	10,15	-	-	-	-	10,9
Планируемые технологические присоединения ЛЭП 220 кВ (километров)	6,3	7	-	-	-	-	13,3
Планируемые технологические присоединения ТП 6-10 кВ (МВА)	-	-	-	-	-	-	-
Планируемые технологические присоединения ПС 110 кВ (МВА)	176	286	-	-	-	-	462
Планируемые технологические присоединения ПС 220 кВ (МВА)	200	225	-	-	-	-	425

* Представлено количество планируемых технологических присоединений по данным филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго». По прочим сетевым компаниям информация о количестве технологических присоединений отсутствует.

Сравнение разработанных вариантов развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на основании расчета капитальных затрат и определение наиболее рационального развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам.

Для рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Челябинской области определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных затрат на их реализацию.

Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий выполнен на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее – УНЦ). УНЦ утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 г. № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в прогнозных ценах 1 квартала 2020 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовом варианте прогноза социально-экономического развития на период до 2024 года, в соответствии с пунктом 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 05.05.2016 г. № 380 (Таблица 78).

Таблица 78

Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2018 год	2019 год	1 квартал 2020 года
Индекс - дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз)	подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.11.2018	105,3	107,4	100,9

Объемы электросетевого строительства, укрупненные капитальные вложения в реализацию рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области и рекомендуемый год их реализации приведены в таблице 79.

Таблица 79

Объемы электросетевого строительства, укрупненные капитальные вложения в реализацию рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области и рекомендуемый год их реализации

Мероприятие	Параметры оборудования	Стоимость в ценах по состоянию на 1 квартал 2020 года, млн. рублей с НДС	Рекомендуемый год реализации
Вводы, соответствующие проекту СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы			
реконструкция ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Карталы 220 и ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - ПС 90 №1,2 со строительством участков ВЛ на территории Российской Федерации ориентировочной протяженностью 120 километров	120 километров	н/д*	2021**
реконструкция ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Троицкая ГРЭС и ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2 со строительством участков ВЛ на территории Российской Федерации ориентировочной протяженностью 91 километр	91 километр	н/д*	2021**
реконструкция ПС 500 кВ	2х501 МВА	2582,06*	2022

Шагол с заменой двух автотрансформаторных групп 500/220/10 кВ мощностью 3х167 МВА на две автотрансформаторные группы мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА, двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА без изменения трансформаторной мощности и заменой двух БСК 110 кВ мощностью 56 Мвар	2х250 МВА 2х56 Мвар		
строительство ПС 220 кВ Медная трансформаторной мощностью 200 МВА (2х100 МВА)	2х100 МВА	1094,05*	2020
строительство заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная ориентировочной протяженностью 6,3 километра (1х3,1 километра, 1х3,2 километра)	3,1 километра + 3,2 километра	164,49*	
строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА)	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	1653,23*	2021
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километр)	2х1,0 километр	78,10*	2021
строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар	2х25 МВА БСК 33 Мвар	1047,52*	2021
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	2х2,5 километра	136,62*	
итого по вводам, соответствующим проекту	-	6756,07*	-

СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы			
Вводы в соответствии с ТУ на ТП			
строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	2х63 МВА, 2х2 километра	***	2021
строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	***	2021
строительство ПС 110 кВ Новогорная, отпаек от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2, ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	2х25 МВА, 0,135+0,165 километра	***	2020
реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	***	2020
строительство ПС 110 кВ 15, КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15	2х40 МВА, 2х0,4 км БСК 190 Мвар (шины 110 кВ ПС 220 кВ 60)	***	2021
реконструкция ПС 110 кВ Дизельная (расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ, строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2)С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь)	2х0,87 километра	***	2020
Рекомендуемые мероприятия по реконструкции подстанций			
Северный энергорайон			
реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2х10МВА на 2х25МВА)	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	442,11****	ПИР: 2020-2021 СМР: 2022-2023
итого по Северному энергорайону	-	442,11	-
Рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания			
техническое перевооружение ПС 110 кВ Синеглазово (замена выключателей на шинах 110 кВ с увеличением отключающей способности, 2 штуки)	2 штуки	61,93****	ПИР: 2022 СМР: 2023

* Стоимость указана в прогнозных ценах (с НДС) по данным проекта Схемы и программы развития ЕЭС на 2020-2026 годы.

** Сроки реализации мероприятия будут уточнены по результатам разработки проектной документации.

*** Стоимость мероприятий определяется на основании платы за технологическое присоединение в рамках «Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861.

**** Стоимость указана в прогнозных ценах соответствующих лет (с НДС) по данным инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала».

Анализ полученных результатов расчета капитальных затрат предложенных вариантов развития показал, что суммарные затраты на реализацию рекомендованных мероприятий на период 2021-2025 годов составят:

по мероприятиям, соответствующим проекту Схемы и программы развития ЕЭС на 2020-2026 годы, – 6756,07 млн. рублей;

по рекомендуемым мероприятиям в Северном энергорайоне – 442,11 млн. рублей;

по мероприятиям по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания – 61,93 млн. рублей;

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Рекомендуемый к вводу перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Челябинской области приведен в таблице 80. На территории энергосистемы Челябинской области отсутствуют энергоузлы (энергорайоны), в которых при расчётных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима.

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ, рассмотренных в рамках реализации дополнительного прогноза в энергосистеме Челябинской области, приведен в таблице 81.

Перечень проектов по развитию электрических сетей для обеспечения надёжности и качества электрической энергии на период 2020-2026 годов в соответствии с приложением 20 к проекту СиПР ЕЭС 2020-2026 приведен в таблице 82.

Таблица 80

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области

Мероприятие	Объект электроэнергетики	Параметры оборудования	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Рекомендуемый год реализации
Вводы, соответствующие проекту СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы					
реконструкция ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Карталы 220 и ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - ПС 90 №1, 2 со строительством участков ВЛ на территории Российской Федерации ориентировочной протяженностью 120 километров	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - Карталы 220 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС - ПС 90 № 1, 2	120 километров	ПАО «ФСК ЕЭС»	реновация основных фондов	2021*
реконструкция ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Троицкая ГРЭС и ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2 со строительством участков ВЛ на территории Российской Федерации ориентировочной протяженностью 91 километр	ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Троицкая ГРЭС ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2	91 километр	ПАО «ФСК ЕЭС»	реновация основных фондов	2021*
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторных групп 500/220/10 кВ мощностью 3х167 МВА на	ПС 500 кВ Шагол	2х501 МВА 2х250 МВА 2х56 Мвар	ПАО «ФСК ЕЭС»	реновация основных фондов	2022

две автотрансформаторные группы мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА, двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА без изменения трансформаторной мощности и заменой двух БСК 110 кВ мощностью 56 Мвар					
строительство ПС 220 кВ Медная трансформаторной мощностью 200 МВА (2х100 МВА)	ПС 220 кВ Медная	2х100 МВА	АО «Томинский ГОК»)	обеспечение технологического присоединения генерирующего оборудования и потребителей (АО «Томинский ГОК»)	2020
строительство заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная ориентировочной протяженностью 6,3 километра (1х3,1 километра, 1х3,2 километра)	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково	3,1 километра + 3,2 километра	ПАО «ФСК ЕЭС»		
строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА)	ПС 220 кВ Берёзовская	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»	обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»)	2021
сооружение заходов ВЛ	ВЛ 220 кВ	2х1,0 километр	ПАО «ФСК ЕЭС»		2021

220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2х1 километр)	Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС				
строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар	ПС 220 кВ Муллит	2х25 МВА БСК 33 Мвар	ООО «Муллит»	обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Муллит»)	2021
сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2х2,5 километра)	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь	2х2,5 километра	ПАО «ФСК ЕЭС»		
Вводы в соответствии с ТУ на ТП					
строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	ПС 110 кВ Станкомаш	2х63 МВА, 2х2 километра	ООО Индустриальный парк «Станкомаш»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО Индустриальный парк «Станкомаш»	2021
строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	ПС 110 кВ ГПП-3	2х40 МВА, 2,610+2,740 километра	ПАО «Ашинский металлургический завод»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств	2021

				ПАО «Ашинский металлургический завод»	
строительство ПС 110 кВ Новогорная, отпаек от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2, ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	ПС 110 кВ Новогорная	2х25 МВА, 0,135+0,165 километра	муниципальное казённое учреждение «Управление капитального строительства» Озёрского городского округа	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств муниципального казённого учреждения «Управление капитального строительства» Озёрского городского округа	2020
реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА	ПС 110 кВ 36	2х63 МВА	ПАО «ММК»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «МЦОЗ»	2020
строительство ПС 110 кВ 15, КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15	ПС 110 кВ 15	2х40 МВА, 2х0,4 км БСК 190 Мвар (шины 110 кВ ПС 220 кВ 60)	ПАО «ММК»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса коксовой батареи № 12 КХП ПАО «ММК»	2021
реконструкция ПС 110 кВ Дизельная (расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная	ПС 110 кВ Дизельная	2х0,87 километра	ООО «Троицкий металлургический завод»	обеспечение технологического присоединения	2020

на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ, строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2) С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь)				энергопринимающих устройств ООО «Троицкий металлургический завод»	
Рекомендуемые мероприятия по реконструкции подстанций					
Северный энергорайон					
реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2х10МВА на 2х25МВА)	ПС 110 кВ Есаулка	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	ОАО «МРСК Урала»	исключение превышения ДДТН в ремонтной схеме	ПИР: 2020 СМР: 2021-2023
Рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания					
техническое перевооружение ПС 110 кВ Синеглазово (замена выключателей на шинах 110 кВ с увеличением отключающей способности, 2 штуки)	ПС 110 кВ Синеглазово	2 штуки	ОАО «МРСК Урала»	исключение несоответствия отключающей способности выключателей	ПИР: 2022 СМР: 2023

* Сроки реализации мероприятия будут уточнены по результатам разработки проектной документации.

Таблица 81

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ, рассмотренных в рамках реализации дополнительного прогноза в энергосистеме Челябинской области*

Мероприятие	Объект электроэнергетики	Параметры оборудования	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Планируемый год реализации
Строительство ПС 110 кВ Захаровская с заходами ВЛ 110 кВ Смеловская – ПС 99	ПС 110 кВ Захаровская	2х10 МВА, 2х0,2 километра	АО «Горэлектросеть» города Магнитогорска	2021
Реконструкция ПС 35 кВ 58 с переводом на 110 кВ, строительство ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 58 и ВЛ 110 кВ ПС 63 – ПС 58	ПС 35 кВ 58	2х40 МВА, 2х0,4 километра	АО «Горэлектросеть» города Магнитогорска	2024
Реконструкция ПС 110 кВ Восточная, ПС 35 кВ Центральная (перевод на напряжение 110 кВ с заменой трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА) и строительством КЛ-110 кВ - 2,8 километра, город Челябинск	ПС 35 кВ Центральная	с 2х10 МВА на 2х16 МВА	ОАО «МРСК Урала»	ПИР: 2019-2021 СМР: 2022-2023
	ПС 110 кВ Восточная	7 ячеек		
	КЛ 110 кВ	2,8 километра (2х1,4 километра)		
Реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль с увеличением трансформаторной мощности	ПС 110 кВ Кременкуль	с 1х10 МВА на 2х10 МВА	ОАО «МРСК Урала»	ПИР: 2024 СМР: 2025-2026
Сооружение двух заходов ВЛ 110 кВ		7,6 километра (2х3,8) километра		
Изменение схемы ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме № 5АН- Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (установка 3 выключателей).		3 ячейки		

* Мероприятия по электросетевому строительству, представленные в данной таблице, носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант реализации мероприятий и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и прочих для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

Таблица 82

Перечень проектов по развитию электрических сетей для обеспечения надёжности и качества электрической энергии на период 2020-2026 годов

Мероприятие	Объект электроэнергетики	Параметры оборудования	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Планируемый год реализации
Установка на ПС 500 кВ Шагол резервной автотрансформаторной фазы 500/220 кВ мощностью 167 МВА, ТСН общей мощностью 3 МВА в рамках мероприятия «Реконструкция ПС 500 кВ Шагол»	ПС 500 кВ Шагол	167 МВА 3х1 МВА	ПАО «ФСК ЕЭС»	реновация основных фондов	2022

41. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг», приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» утверждены Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций.

Согласно Методическим указаниям, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256, показатели надежности и качества услуг определяются в отношении оказываемых рассматриваемыми организациями услуг по передаче электрической энергии, а также технологического присоединения к принадлежащим им объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства электросетевых организаций и иных лиц.

Показатели надежности и качества услуг состоят из показателей уровня надежности оказываемых услуг и показателей уровня качества оказываемых услуг.

Плановые значения показателей надежности и качества услуг устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования.

Плановые значения показателя надежности приняты на основании постановлений Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области и учитывают темп улучшения показателя с учетом пункта 4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций», принимаемый равным 0,015 (таблица 83).

Таблица 83

Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организации

№	Наименование ТСО	Плановые значения показателя надежности					
		2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1.	АО «Автомобильный завод «Урал»	4,6361	-	-	-	-	-
2.	АО «Вишневогорский горно-обогатительный комбинат»	0,0000	-	-	-	-	-
3.	АО «Горэлектросеть»	0,0083	-	-	-	-	-
4.	АО «Оборонэнерго» - филиал «Уральский»	0,4100	-	-	-	-	-
5.	АО «Трансэнерго»	0,0566	-	-	-	-	-
6.	АО «Челябинское авиапредприятие»	0,0000	-	-	-	-	-
7.	АО «Электросеть»	0,0097	-	-	-	-	-
8.	АО «Энергосетевая Компания «ЧТПЗ»	0,0000	-	-	-	-	-
9.	ММПКХ	0,0004	0,0004	-	-	-	-
10.	МУП «Городская управляющая компания»	0,4732	-	-	-	-	-
11.	МУП «Копейские электрические сети»	0,0332	-	-	-	-	-
12.	МУП «Многоотраслевое производственное объединение энергосетей»	0,0371	-	-	-	-	-
13.	МУП «Электротепловые сети»	0,0550	-	-	-	-	-
14.	ОАО «Магнитогорский метизно-калибровочный завод «ММК-Метиз»	0,0000	-	-	-	-	-
15.	ОАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»)	0,0026	-	-	-	-	-
16.	ОАО «Челябинская электросетевая компания»	0,0642	-	-	-	-	-
17.	ОАО «Энергопром-Челябинский Электродный завод»	0,0000	-	-	-	-	-
18.	ООО «АТЭК74»	0,0527	0,0519	-	-	-	-
19.	ООО «Златэнерготелеком»	0,0000	-	-	-	-	-
20.	ООО «Интернешнел Билдинг Констракшен»	0,3362	-	-	-	-	-
21.	ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»	1,1006	-	-	-	-	-

22.	ООО «Магнитогорская Сетевая Компания»	2,3028	2,2606	2,1912	-	-	-
23.	ООО «Металлстрой»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
24.	ООО «Механический завод»	0,0106	-	-	-	-	-
25.	ООО «Объединенная электросетевая компания - Челябинск»	0,1769	0,1742	-	-	-	-
26.	ООО «Региональная сетевая компания»	0,0000	0,0000	0,0000	-	-	-
27.	ООО «ТДК»	0,0059	0,0059	-	-	-	-
28.	ООО «Трансэнерго»	0,1393	0,1373	-	-	-	-
29.	ООО «Управление энергоснабжения и связи»	0,3968	-	-	-	-	-
30.	ООО «Уральская энергетическая сетевая компания»	5,7799	5,6741	5,5000	-	-	-
31.	ООО «ЭДС»	0,0273	-	-	-	-	-
32.	ООО «Электро ТК»	0,0253	0,0249	-	-	-	-
33.	ООО «Электросетевая компания», город Екатеринбург	0,0000	-	-	-	-	-
34.	ООО «Электросетевая компания», город Сатка	0,0195	-	-	-	-	-
35.	ООО «Энергоснабжающая сетевая компания»	0,0102	-	-	-	-	-
36.	ООО «Энерготехсервис»	0,8557	-	-	-	-	-
37.	ООО «Эффект ТК»	0,3153	-	-	-	-	-
38.	ООО «КЕММА»	0,0000	0,0000	-	-	-	-
39.	ООО «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ»	0,6418	0,6322	-	-	-	-
40.	ООО «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ АЛЬТАИР»	0,0000	-	-	-	-	-
41.	ООО «Южноуральская сетевая компания»	0,0056	-	-	-	-	-
42.	ООО Сетевая Компания «ЭнергоРесурс»	2,3028	-	-	-	-	-
43.	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	0,0000	-	-	-	-	-
44.	ПАО «Уралавтоприцеп»	0,0000	-	-	-	-	-
45.	ПАО «ЧЗПСН-Профнастил»	0,0000	-	-	-	-	-
46.	ФГУП «Приборостроительный завод»	0,0853	-	-	-	-	-
47.	ФГУП «ПО «Маяк»	0,0000	-	-	-	-	-
48.	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	1,9312	1,9023	1,8737	-	-	-
49.	МУП «Горэлектросеть»	3,6977	3,2946	2,9355	2,6155	-	-
50.	МУП «КОММЕТ»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-	-
51.	ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»	0,3618	0,2823	0,2203	0,1719	-	-

VII. Развитие генерации и источников тепловой энергии

42. Потенциал развития источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

Технический потенциал электрической мощности, обеспеченный существующим потенциалом спроса на тепловую мощность, для населённых пунктов с разной градацией спроса на тепловую мощность в 2019 году составил около 8800 МВт(э). Для поселений со спросом (тепловой нагрузкой) более 1000 Гкал/час (город Челябинск и город Магнитогорск) на существующем максимальном потоке теплоты (тепловой нагрузке) существует техническая возможность выработки электрической мощности в размере 6200 МВт(э) (в 2019 году).

К 2025 году в связи с ростом спроса на тепловую мощность (увеличением тепловой нагрузки за счет нового жилищного и общественно-делового строительства) технический потенциал выработки электрической мощности на тепловом потреблении увеличится в городах с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал /ч до 6360 МВт(э).

Для поселений Челябинской области с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час технический потенциал установленной мощности ТЭЦ составит около 1700 МВт(э), для поселений с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час – около 900 МВт(э).

Существующая установленная мощность генерирующего оборудования теплофикационных агрегатов всех ТЭЦ Челябинской области составляла в 2019 году 3530 МВт(э), в городах с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал/час – 2400 МВт(э), в поселениях с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час - 672 МВт(э) и в поселениях с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час – 623 МВт(э). В поселениях с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час вся установленная мощность генерирующего оборудования расположена на промышленных объектах.

Таким образом, неиспользованный технический потенциал для комбинированной выработки электрической энергии на базе теплового потребления составил в 2019 году около 5300 МВт(э), то есть на базе теплового потребления, обеспеченного в 2019 году от котельных дополнительно можно было бы выработать еще 5 ГВт электрической мощности.

При выполнении условий оценки экономического потенциала принято, что правила рынка электрической энергии неизменны, а цена на тепловую энергию приведена к базовому уровню 2019 года в соответствии с дефлятором для соответствующих лет.

Оценка экономического потенциала неиспользованного технического потенциала показывает, что при существующих ценовых индикаторах в капитальных и операционных затратах на новое строительство ТЭЦ различной мощности в Челябинской области может быть реализовано только 9 процентов от существующего технического потенциала, причем в городах с тепловой

нагрузкой более 1000 Гкал/час – только 11 процентов (490 МВт(э)); в городах с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час – 8 процентов (80 МВт(э)), в городах менее 250 Гкал/час – экономический потенциал равен нулю.

43. Прогноз спроса на тепловую энергию.

Прогноз спроса на тепловую энергию приведен в таблице 84.

Таблица 84

Прогноз спроса на тепловую энергию в Челябинской области, тыс. Гкал

Годы прогнозного периода	Всего потреблено	Изменение спроса на тепловую энергию, процентов	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	Рыболовство	Промышленность	Строительство	Транспорт и связь	Прочие виды деятельности	Население
2020	36308	-1,2	984	1	15867	616	577	3889	14373
2021	36491	0,5	989	1	15947	619	580	3909	14446
2022	36201	-0,8	982	1	15820	614	576	3878	14331
2023	35985	-0,6	976	1	15726	610	572	3855	14245
2024	36200	0,6	981	1	15820	614	576	3878	14331
2025	36358	-0,3	986	1	15889	617	578	3895	14393

Источник: расчеты АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)».

При разработке прогноза приняты следующие условия расчетов:

общий спрос на тепловую энергию во всех поселениях Челябинской области продолжит тенденции ретроспективного периода и будет снижаться с темпом 0,02 процентного пункта в год (рисунок 33), в том числе по отраслям:

в промышленном секторе будет снижаться с темпом в 0,22 процентного пункта в год до 2023 года и расти с темпом 0,52 процентного пункта в год до 2025 года;

в бытовом секторе (население) и сфере услуг будет снижаться с темпом 0,02 процентного пункта в год;

в строительном секторе снижаться с темпом 0,03 процентного пункта в год;

в секторе «транспорт и связь» будет снижаться с темпом 0,04 процентного пункта в год.

Снижение уровня потребления тепловой энергии в экономике Челябинской области обосновывается следующими причинами:

интенсивной установкой приборов учета тепловой энергии на абонентских установках потребителей (жилые здания, общественно-деловые здания, сфера услуг) и корреляцией потребления тепловой энергии со средней температурой отопительного периода;

строительством новых зданий с учетом нормативных требований к теплозащите жилых и общественных зданий, а также с учетом автоматизации

абонентских вводов (ИТП) отпуска тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение;

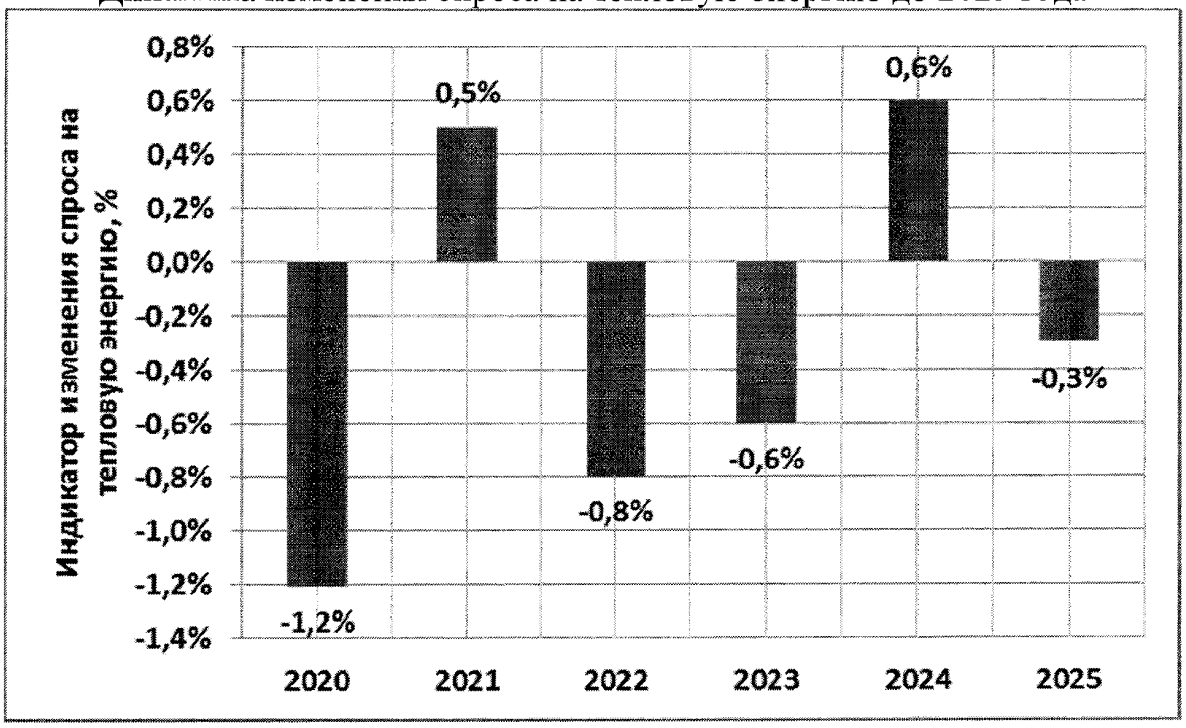
выводом из эксплуатации ветхих зданий жилищного фонда;

реализацией программ капитального ремонта зданий жилищного фонда;

использованием современных энергосберегающих технологий в металлургии, строительстве и транспорте.

Рисунок 33

Динамика изменения спроса на тепловую энергию до 2025 года



Потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых, общественных и производственных зданий по мере оборудования их приборами учета тепловой энергии все существеннее будет зависеть от средней температуры отопительного периода. Эта зависимость будет стохастической. Она создаст ежегодные отклонения спроса от среднего значения в 0,5-1,5 процентного пункта с распределением Гаусса.

44. Прогноз спроса на тепловую мощность.

Прогноз спроса на тепловую мощность (таблица 85) сформирован по данным актуализированных схем теплоснабжения, разработанных для поселений Челябинской области.

Таблица 85

Прогноз спроса на тепловую мощность, Гкал/час

Городской округ/ муниципальный район	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Верхнеуфалейский городской округ	100	100	101	101	101	101
Златоустовский городской округ	568	573	577	582	587	591
Карабашский городской округ	45	45	45	45	45	45
Копейский городской округ	316	316	316	316	318	319
Кыштымский городской округ	162	162	162	162	162	162

Локомотивный городской округ	10	10	11	11	11	11
Магнитогорский городской округ	1237	1243	1247	1257	1267	1277
Миасский городской округ	616	616	616	616	616	616
Озерский городской округ	550	552	555	557	559	561
Снежинский городской округ	362	363	364	366	367	368
Трехгорный городской округ	219	219	219	219	219	219
Троицкий городской округ	177	177	177	177	177	177
Усть-Катавский городской округ	98	98	99	100	101	102
Чебаркульский городской округ	147	147	147	147	147	147
Челябинский городской округ с внутригородским делением	3823	3858	3892	3927	3963	3998
Южноуральский городской округ	151	152	154	155	156	157
всего городские округа	8584	8634	8684	8739	8796	8853
темп роста, процентов	0,63	0,59	0,57	0,63	0,65	0,65
отопление	5236	5267	5297	5331	5365	5400
вентиляция	100	100	101	101	101	101
горячее водоснабжение	568	573	577	582	587	591
технология	45	45	45	45	45	45
Агаповский муниципальный район	52	52	52	52	52	52
Аргаяшский муниципальный район	31	31	31	31	31	31
Ашинский муниципальный район	237	237	238	238	238	238
Брединский муниципальный район	17	17	17	17	17	17
Варненский муниципальный район	14	14	14	14	14	14
Верхнеуфалейский муниципальный район	43	43	43	43	43	43
Еманжелинский муниципальный район	107	107	107	108	108	108
Еткульский муниципальный район	32	32	32	32	32	32
Карталинский муниципальный район	74	74	74	74	74	74
Каслинский муниципальный район	72	72	72	73	73	73
Катав-Ивановский муниципальный район	56	56	56	56	56	56
Кизильский муниципальный район	13	13	14	14	14	14
Коркинский муниципальный район	143	143	143	143	144	144
Красноармейский муниципальный район	45	45	45	45	45	45
Кунашакский муниципальный район	38	38	38	38	38	38
Кусинский муниципальный район	48	48	48	48	48	48
Нагайбакский муниципальный район	30	30	30	30	30	30
Нязепетровский муниципальный район	27	27	27	27	27	27
Октябрьский муниципальный район	12	12	12	12	12	12
Пластовский муниципальный район	37	37	37	37	37	37
Саткинский муниципальный район	206	206	207	207	207	207
Сосновский муниципальный район	73	73	73	73	73	73
Троицкий муниципальный район	11	11	11	11	11	11
Увельский муниципальный район	35	36	36	36	36	36

Уйский муниципальный район	25	25	26	26	28	28
Чебаркульский муниципальный район	28	28	30	30	30	32
Чесменский муниципальный район	11	11	11	11	11	11
всего по муниципальным районам	1517	1518	1523	1524	1528	1531
отопление	1087	1092	1084	1077	1084	1089
вентиляция	75	70	85	94	89	87
горячее водоснабжение	121	121	122	122	122	122
технология	233	234	233	231	233	234
темп роста, процентов	0,10	0,10	0,29	0,10	0,23	0,23
всего тепловая нагрузка Челябинской области	10100	10153	10206	10263	10323	10384
отопление	6323	6359	6381	6408	6449	6489
вентиляция	596	593	611	623	622	623
горячее водоснабжение	750	753	757	762	766	771
технология	2432	2446	2457	2470	2486	2502

Источник: данные схем теплоснабжения поселений Челябинской области.

Следует отметить, что не во всех схемах теплоснабжения выполнены оценки приростов спроса на тепловую мощность (тепловых нагрузок потребителей). В случае отсутствия таких оценок в утвержденных схемах теплоснабжения в рамках СиПРЭ Челябинской области формировалась модель спроса на тепловую мощность, основанная на данных ретроспективного анализа фактического прироста строительных фондов в поселениях Челябинской области, главных направлений развития территорий поселений, установленных в генеральных планах, и данных прогноза платежеспособного спроса населения на жилищные фонды.

В указанных моделях учитывались:

планируемый прирост жилищного и общественного фондов, утверждённых в генеральных планах поселений, скорректированный на фактические приросты жилищного фонда за наблюдаемый ретроспективный период (как правило, пятилетний);

заявки (на краткосрочный период в три последующих года) на подключение тепловых нагрузок к тепловым сетям теплоснабжающих организаций;

результаты муниципальных конкурсов на целевое использование земельных участков;

прогноз сноса ветхого жилья;

прогноз реализации планов и программ капитального ремонта зданий;

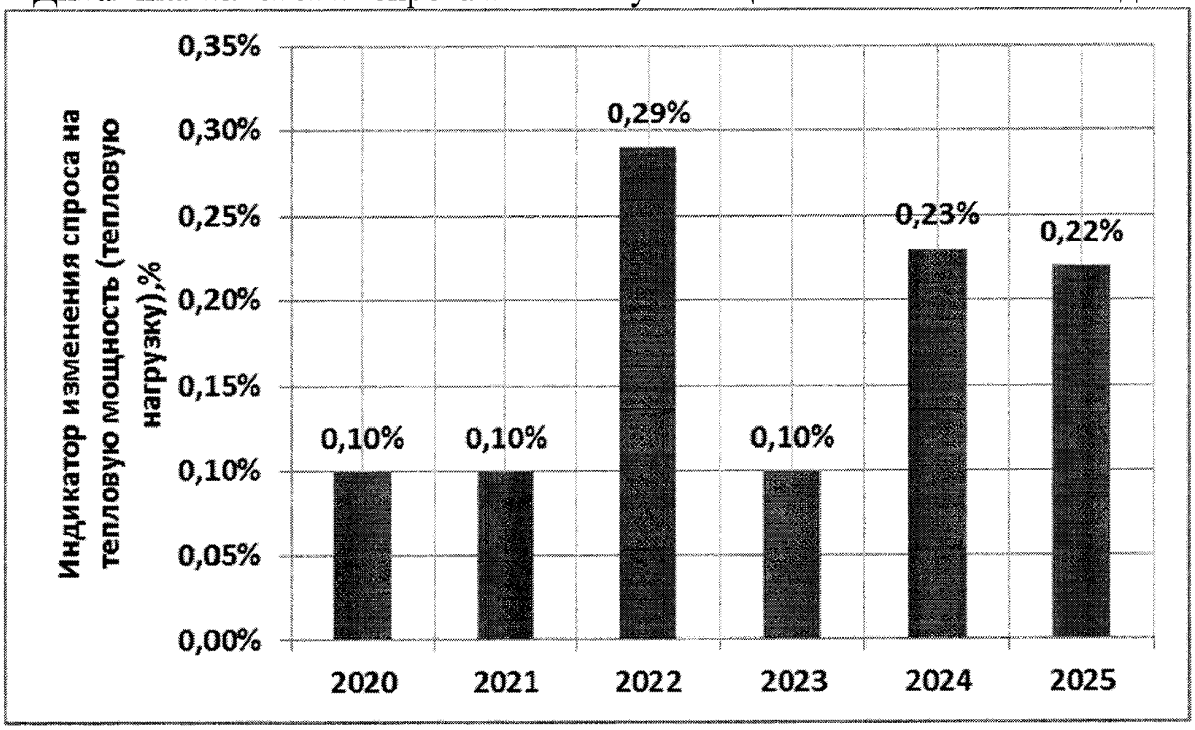
требования СП 50.1330.12 «Тепловая защита зданий» к изменению потребительских свойств строительства жилых зданий с заданным уровнем энергоэффективности.

Данные таблицы показывают, что средний темп прироста спроса на тепловую мощность в Челябинской области (рисунок 34) составит на последующую пятилетку 1,15 процентного пункта в год. При этом рост спроса

на тепловую мощность в городских округах будет обусловлен реализацией планов строительства жилищного и общественного фондов, в основном в городе Челябинске и городе Магнитогорске. В муниципальных районах спрос на тепловую мощность будет, наоборот, сокращаться в силу постепенного перехода от учета тепловой нагрузки потребителей не по договорам теплоснабжения, а по фактически достигнутым максимумам тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой мощности.

Рисунок 34

Динамика изменения спроса на тепловую мощность на 2020 – 2025 годы



45. Прогноз установленной тепловой мощности.

Анализ схем теплоснабжения показывает, что в целом по Челябинской области, установленная тепловая мощность ТЭЦ будет сокращаться. При этом учтены следующие аспекты изменения установленной тепловой и электрической мощности теплофикационных турбоагрегатов ТЭЦ (ГРЭС) общего пользования:

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-1 (Т-85-90/2,5) на Троицкой ГРЭС в 2020 году с установленной электрической мощностью 85 МВт(э) и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара 105 Гкал/час;

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-3 (Т-85-90/2,5) на Троицкой ГРЭС в 2020 году с установленной электрической мощностью 85 МВт(э) и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара 105 Гкал/час;

ввод в эксплуатацию энергоцентра электрической мощностью 206,8 МВт в Сосновском муниципальном районе Челябинской области на Томинском

месторождении медно-порфировых руд (срок ввода – 2020 год, мощность котлов утилизаторов и прочего теплофикационного оборудования.

Однако в решениях о выводе из эксплуатции указанного оборудования существует неопредленность.

Так, планируемый вывод из эксплуатации теплофикационных турбоагрегатов ТГ № 1 и ТГ № 3 на Троицкой ГРЭС в 2020 году не обспечен в настощее время замещающими мероприятиями по вводу в эксплуатцию тепловой мощности в размере 51,6 Гкал/ч для теплоснабжения поселка Энергетик Троицкого городского округа. Строительство котельной включено в утверждаемую часть схемы теплоснабжения поселка Энергетик Троицкого городского округа с вводом в эксплуатацию в отопительном сезоне 2020/2021 годов (сентябрь 2020 года).

В настоящее время, существует высокий риск срыва сроков ввода в эксплуатацию указанного объекта, так как отсутствует проектная документация на строительство данного объекта и не заключено соответствующее концессионное соглашение (отсуствуют источники финансирования строительства). В сложившихся условиях теплоснабжение поселка Энергетик с 1 января 2021 года возможно только после заключения компенсационного соглашения между администрацией Троицкого городского округа и ПАО «ОГК-2».

План мероприятий, направленных на обеспечение надежного электроснабжения потребителей в энергорайоне, прилегающем к Троицкой ГРЭС, определен протоколом совещания у заместителя Министра энергетики Российской Федерации А.В. Черезова № ЧА-41пр от 11.02.2019.

Вывод из эксплуатции ТГ-7 и ТГ-8 на Челябинской ТЭЦ-1, планируемый собственником в 2024 году, и утвержденный в схеме теплоснабжения Челябинского городского округа до 2035 года (утверждена Министерством энергетики Российской Федерации в 2019 году) не имеет согласования с проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы.

В таблице 86 приведены данные установленной тепловой мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии по действующим и планируемым к вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации турбоагрегатам ТЭЦ, ГРЭС и блок станций по заявкам собственников. Следует отметить, что форма 4 «Баланс электрической энергии и мощности электростанции поставщика электроэнергии (мощности) оптового и розничного рынка» и ее обобщение для Челябинской области содержит неполный перечень электрических станций, прежде всего, блок станций. Кроме того, учет установленной тепловой мощности по форме 4 формируется без учета установленной пиковой мощности. Разнесение в некоторых случаях пиковой тепловой мощности по блоковым привязкам не имеет методических обоснований. С учетом всего вышесказанного данные в таблице 86 содержат более подробную информацию по установленной тепловой мощности на действующих станциях Челябинской области.

Таблица 86

Прогноз установленной тепловой мощности ТЭЦ Челябинской области, Гкал/час

Наименование электростанции	Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Троицкая ГРЭС	всего	210	210	0	0	0	0
	турбоагрегаты	210	210	0	0	0	0
Южноуральская ГРЭС	всего	320	320	320	320	320	320
	турбоагрегаты	320	320	320	320	320	320
Южноуральская ГРЭС-2	всего	0	0	0	0	0	0
	турбоагрегаты	0	0	0	0	0	0
Челябинская ТЭЦ-1	всего	711,2	711,2	711,2	711,2	501,2	501,2
	турбоагрегаты	210	210	210	210	17	17
Челябинская ТЭЦ-2	всего	956	956	956	956	956	956
	турбоагрегаты	596	596	596	596	596	603
Челябинская ТЭЦ-3	всего	1123,8	1123,8	1123,8	1123,8	1123,8	1123,8
	турбоагрегаты	567,8	567,8	567,8	567,8	567,8	567,8
Челябинская ТЭЦ-4	всего	724,6	724,6	724,6	724,6	724,6	724,6
	турбоагрегаты	324,6	324,6	324,6	324,6	324,6	324,6
Аргаяшская ТЭЦ	всего	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5
	турбоагрегаты	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5	708,5
Магнитогорская ГТ ТЭЦ	всего	80	80	80	80	80	80
	турбоагрегаты	40	40	40	40	40	40
Магнитогорская ТЭЦ ПАО «ММК»	всего	720	720	720	720	720	720
	турбоагрегаты	540	540	540	540	540	540
Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»	всего	670	670	670	670	670	670
	турбоагрегаты	470	470	470	470	470	470
ПВЭС-1 ПАО «ММК»	всего	70	70	70	70	70	70
	турбоагрегаты	70	70	70	70	70	70
ПВЭС-2 ПАО «ММК»	всего	340	340	340	340	340	340
	турбоагрегаты	340	340	340	340	340	340
ТЭЦ ПСЦ ПАО «ММК»	всего	120	120	120	120	120	120
	турбоагрегаты	120	120	120	120	120	120
ТЭЦ Коксохимического производства ПАО «ММК»	всего	23	23	23	23	23	23
	турбоагрегаты	23	23	23	23	23	23
Тургоякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «ММЗ»)	всего	366	366	366	366	366	366
	турбоагрегаты	66	66	66	66	66	66
ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	всего	575	575	575	575	575	575
	турбоагрегаты	175	175	175	175	175	175
ТЭЦ АО «Комбинат Магнезит»	всего	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
	турбоагрегаты	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода	всего	408	408	408	408	408	408
	турбоагрегаты	68	68	68	68	68	68
ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного	всего	20	20	20	20	20	20
	турбоагрегаты	0	0	0	0	0	0

завода							
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	всего	178	178	178	178	178	178
	турбоагрегаты	28	28	28	28	28	28
ТЭЦ «Мечел-Энерго» (ТЭЦ ЧМК)	всего	1392,3	1392,3	1392,3	1392,3	1392,3	1392,3
	турбоагрегаты	687	687	687	687	687	687
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»	всего	235	235	235	235	235	235
	турбоагрегаты	25	25	25	25	25	25
ГПЭС ЗАО «Карабашмедь»	всего	12	12	12	12	12	12
	турбоагрегаты	0	0	0	0	0	0
всего	всего	9979,2	9979,2	9769,2	9769,2	9559,2	9559,2
	турбоагрегаты	5604,7	5604,7	5394,7	5394,7	5201,7	5208,7

В таблице 87 приведены данные полной установленной тепловой мощности ГРЭС, ТЭЦ, блок-станций и котельных Челябинской области.

Таблица 87

Прогноз установленной тепловой мощности Челябинской области, Гкал/час

Наименование	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Верхнеуфалейский городской округ	259	259	259	259	259	259
Златоустовский городской округ	1507	1507	1507	1507	1507	1507
Карабашский городской округ	101	101	101	101	101	101
Копейский городской округ	587	587	587	587	587	587
Кыштымский городской округ	263	263	263	263	263	263
Локомотивный городской округ	20	20	20	20	20	20
Магнитогорский городской округ	2404	2404	2404	2404	2404	2404
Миасский городской округ	1066	1066	1066	1066	1066	1066
Озерский городской округ	869	869	869	869	869	869
Снежинский городской округ	363	363	363	363	363	363
Трехгорный городской округ	275	275	275	275	275	275
Троицкий городской округ	494	494	494	494	494	494
Усть-Катавский городской округ	116	116	116	116	116	116
Чебаркульский городской округ	355	355	355	355	355	355
Челябинский городской округ с внутригородским делением	7851	7851	7851	7851	7641	7641
Южноуральский городской округ	328	328	328	328	328	328
всего по городским округам	16860	16860	16860	16860	16650	16650
Агаповский муниципальный район	144	144	144	144	144	144
Аргаяшский муниципальный район	50	50	50	50	50	50
Ашинский муниципальный район	395	395	395	395	395	395
Брединский муниципальный район	44	44	44	44	44	44
Варненский муниципальный район	46	46	46	46	46	46
Верхнеуральский муниципальный район	163	163	163	163	163	163
Еманжелинский муниципальный район	193	193	193	193	193	193
Еткульский муниципальный район	74	74	74	74	74	74

Карталинский муниципальный район	160	160	160	160	160	160
Каслинский муниципальный район	205	205	205	205	205	205
Катав-Ивановский муниципальный район	163	163	163	163	163	163
Кизильский муниципальный район	30	30	30	30	30	30
Коркинский муниципальный район	198	198	198	198	198	198
Красноармейский муниципальный район	117	117	117	117	117	117
Кунашакский муниципальный район	69	69	69	69	69	69
Кусинский муниципальный район	86	86	86	86	86	86
Нагайбакский муниципальный район	64	64	64	64	64	64
Нязепетровский муниципальный район	50	50	50	50	50	50
Октябрьский муниципальный район	27	27	27	27	27	27
Пластовский муниципальный район	60	60	60	60	60	60
Саткинский муниципальный район	506	506	506	506	506	506
Сосновский муниципальный район	296	296	296	296	296	296
Троицкий муниципальный район	21	21	21	21	21	21
Увельский муниципальный район	69	69	69	69	69	69
Уйский муниципальный район	78	78	78	78	78	78
Чебаркульский муниципальный район	82	82	82	82	82	82
Чесменский	32	32	32	32	32	32
всего по муниципальным районам	3422	3422	3422	3422	3422	3422
всего по Челябинской области	20282	20282	20282	20282	20072	20072

Предполагается, что установленная тепловая мощность в целом по Челябинской области будет оставаться практически на уровне 2019 года. При этом при прогнозировании учитывались следующие факторы:

снижение установленной тепловой мощности котлоагрегатов котельных, осуществляемых при их реконструкции в соответствии с актуальным спросом на тепловую мощность на основании проектов, вынесенных в утверждаемую часть схем теплоснабжения;

снижение установленной тепловой мощности ТЭЦ в связи с утвержденными планами по выводу из эксплуатации турбоагрегатов в соответствии со схемами и программами развития оборудования Единой энергетической системы России на 2019-2030 годы;

увеличение установленной тепловой мощности котельных в связи с планируемыми к реализации проектами строительства котельных в поселениях Челябинской области (вновь осваиваемые территории поселений под жилищное и общественно-деловое строительство);

увеличение установленной тепловой мощности турбоагрегатов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемами и программами развития Единой энергетической системы России на 2018-2030 годы.

46. Прогноз выработки тепловой энергии.

Прогноз выработки тепловой энергии на источниках тепловой мощности Челябинской области приведен в таблице 88.

Таблица 88

Прогноз выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области, тыс. Гкал

Год	Производство	ТЭЦ	Прочими электростанциями	Котельные всего	Теплоутилизационные установки	Полезный отпуск с коллекторов	Потери в сетях	Всего потреблено
2020	41024	22390	370	14940	3324	39794	3486	36308
2021	41176	22233	370	15148	3425	39942	3451	36491
2022	40841	22078	370	14968	3425	39617	3416	36201
2023	40583	21923	370	14865	3425	39367	3382	35985
2024	40788	21770	370	15223	3425	39565	3365	36200
2025	40933	21617	370	15521	3425	39706	3348	36358

Источник: расчеты АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)»

При этом учтены следующие аспекты функционирования источников тепловой мощности:

загрузка по тепловой мощности вновь введенных в эксплуатацию ПГУ ТЭЦ будет увеличиваться, но незначительно в связи с действующим механизмом ДПМ;

выработка тепловой энергии на ТФУ ПГУ ТЭЦ будет увеличиваться с темпом ее загрузки и к 2025 достигнет 55 процентов от всей выработки тепловой энергии на ТЭЦ;

ежегодный прирост выработки тепловой энергии на ПГУ ТЭЦ составит 3,9 процентного пункта в год;

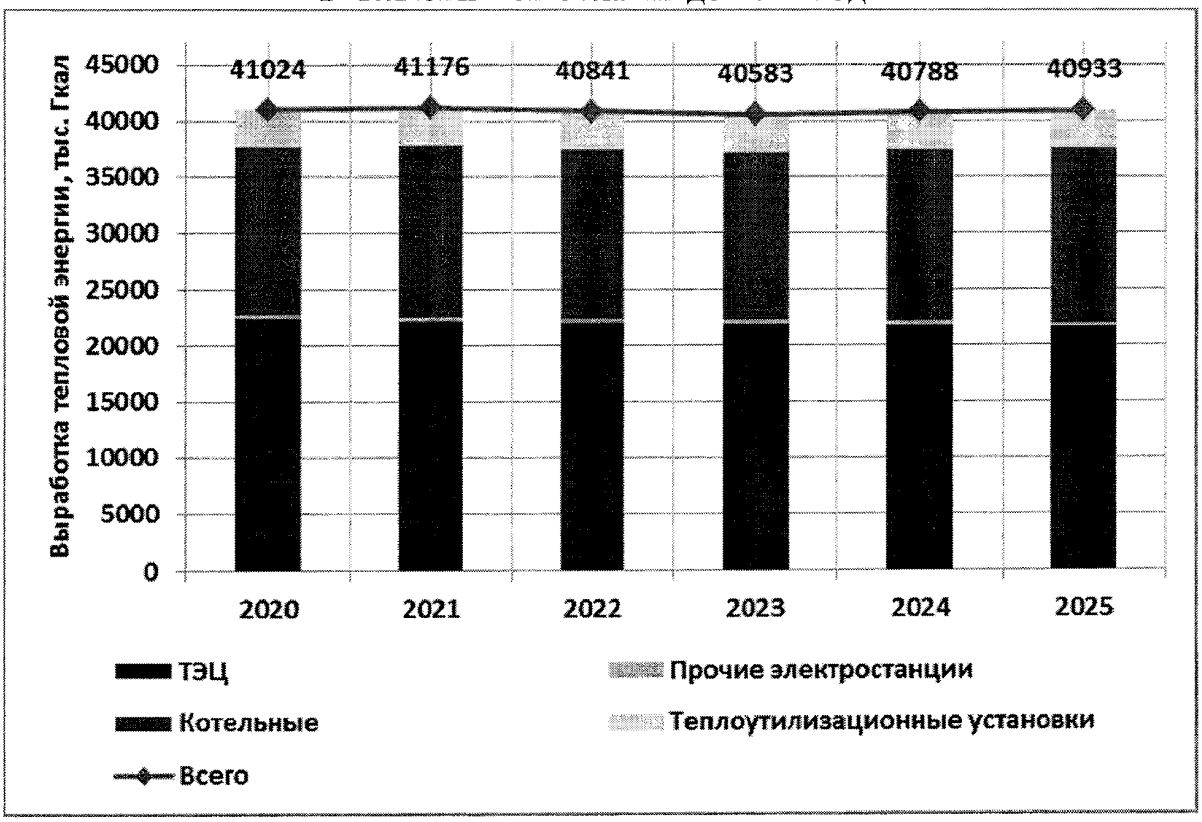
сокращение выработки тепловой энергии на ТФУ ПТУ ТЭЦ составит около 3,3 процента в год;

выработка тепловой энергии на некомбинированных источниках тепловой энергии (котельных) до 2025 года будет постепенно сокращаться с темпом 1,3 процентного пункта в год.

На рисунке 35 приведены прогнозные значения выработки тепловой энергии в Челябинской области на ТЭЦ и котельных.

Рисунок 35

Прогноз выработки тепловой энергии
в Челябинской области до 2025 года



Анализ данных, приведенных в таблице и на рисунке выше, показывает, что существенного прироста выработки тепловой энергии в комбинированном цикле вплоть до 2025 года не происходит (увеличение с 49 процентов до 51 процента).

47. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований.

В Челябинской области разработаны и утверждены схемы теплоснабжения всех поселений. В схемах теплоснабжения представлены все основные разделы, регламентируемые требованиями к схемам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», с учетом Методических указаний по разработке схем теплоснабжения утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 05.03.2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения». Содержащаяся в них информация позволяет установить:

состав существующего оборудования источников тепловой мощности, его состояние и предложения по его техническому перевооружению и реконструкции;

перспективные тепловые нагрузки (перспективный спрос на тепловую мощность и тепловую энергию) разнородных потребителей;

состав и конфигурацию тепловых сетей (линейных объектов систем теплоснабжения) и сооружений на них;

существующее потребление топлива по его видам и источникам производства тепловой энергии;

балансы установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в каждой системе централизованного теплоснабжения;

показатели энергетической эффективности действующего и проектируемого оборудования источников тепловой мощности и тепловых сетей.

Вместе с тем около 80 процентов схем теплоснабжения не содержат следующих обязательных разделов:

перспективных балансов тепловой мощности в каждой системе теплоснабжения;

надежности теплоснабжения;

ценовых последствий реализации проектов схем теплоснабжения;

предложений по источникам инвестиций в реализацию проектов схем теплоснабжения;

анализа эффективности инвестиций;

проектов по реконструкции тепловых сетей (основные проекты сосредоточены в строительстве новых котельных);

анализа возможности использования источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

целевых показателей эффективности функционирования схем теплоснабжения.

Разработанные схемы теплоснабжения (кроме схем теплоснабжения с системами теплоснабжения на базе ТЭЦ) не согласованы со СиПРЭ Челябинской области и требуют актуализации (по крайней мере, для тех поселений, где согласно СиПРЭ Челябинской области планируется размещение объектов генерации электроэнергии).

48. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований.

Анализ схем теплоснабжения поселений Челябинской области в части предложений по модернизации источников систем теплоснабжения показал следующее.

Содержание большей части проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделе «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой мощности», сводится:

к замене существующих котлоагрегатов котельных на аналогичные образцы;

к замене встроенно-пристроенных и отдельно стоящих зданий котельных на блочно-модульные конструкции;

к предложениям по строительству территориально-распределенной генерации на базе коммунально-бытовой нагрузки.

Практически все проекты схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций и расчетов тарифных последствий.

Содержание большей части проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделе «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» сводится:

к замене существующих тепловых сетей (перекладкам) с заменой подвесной теплоизоляции на теплоизоляцию заводского изготовления в пенополиуретане;

к реконструкции тепловых сетей с увеличением их диаметра.

Большинство проектов в данном разделе схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций (источников инвестиций) и расчетов тарифных последствий, в связи с чем рассматривать данные проекты в рамках СиПРЭ Челябинской области не представляется возможным, до момента их актуализации.

49. Рекомендации по структуре генерирующих мощностей тепловых электрических станций с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (на основании потенциала спроса на тепловую мощность).

В схемах теплоснабжения обоснованные предложения по развитию ТЭЦ на базе существующей и перспективной тепловой нагрузки отсутствуют (кроме схемы теплоснабжения Челябинска). Схема теплоснабжения Магнитогорска не содержит предложений по развитию источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии в силу значительных существующих резервов тепловой нагрузки Магнитогорского металлургического комбината.

50. Прогноз развития энергетики Челябинской области на основе возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) и местных видов топлива.

Для оценки возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в Челябинской области необходимо оценить технически и экономически потенциалы этих источников. В таблице 89 представлена экспертная оценка потенциала развития ВИЭ в Челябинской области.

Таблица 89

Экспертная оценка потенциала ВИЭ в Челябинской области

Вид ВИЭ	Плотность экономического потенциала ВИЭ, степень важности
Ветровая	2 (существенный потенциал ВИЭ)
Солнечная тепловая	0 (потенциал отсутствует)
Солнечная фотоэлектрическая	1 (небольшой потенциал)
Биомасса твердая	2 (существенный потенциал ВИЭ)
Биогаз	1 (небольшой потенциал)
Свалочный газ	2 (существенный потенциал ВИЭ)
Малая гидроэнергетика	2 (существенный потенциал ВИЭ)

Геотермальная	1 (небольшой потенциал)
Приливная	0 (потенциал отсутствует)

Пояснения: оценка осуществляется по 4-балльной шкале от 0 до 3 в зависимости от плотности экономического потенциала ВИЭ и степени важности того или иного ВИЭ для энергосистемы Челябинской области.

Солнечная энергетика.

По географическому положению Челябинской области основная величина солнечной энергии поступает в летние и весенне-осенние месяцы. Так, по данным метеостанции города Челябинска, около 80 процентов солнечной энергии приходится на апрель-сентябрь и только 20 процентов – на декабрь-март. Причем из всей солнечной энергии, поступившей за декабрь-март, около 40 процентов приходится на март. Подобная картина наблюдается и для других регионов области.

На территории Челябинской области выделены следующие зоны потоков солнечной радиации:

1 зона (1200-1150 кВт·ч/кв. метр) – Брединский район, южные части Кизильского и Карталинского районов;

2 зона (1200-1250 кВт·ч/ кв. метр) —Агаповский, Чесменский, Троицкий районы, северная часть Кизильского и Карталинского районов, южная часть Октябрьского района;

3 зона (1100-1150 кВт·ч/ кв. метр) –Уйский, Верхнеуральский, Увельский, Еткульский районы, южные части Сосновского, Красноармейского и северная часть Октябрьского районов;

4 зона (1050-1100 кВт·ч/ кв. метр) – районы Чебаркульский, Аргаяшский, южная часть Кунашакского района, северная часть Сосновского и Красноармейского районов.

5 зона (менее 1050 кВт·ч/ кв. метр) – Нязепетровский, Каслинский районы, северная часть Кунашакского района.

Территории горнозаводской зоны не вошли в данную градацию, так как имеют большую географическую неоднородность.

Использование потенциала солнца для производства электроэнергии в Челябинской области в период с 2020 по 2025 годы не планируется.

Ветровая энергетика.

Анализ потенциала ветровой нагрузки позволил разделить всю территорию Челябинской области на четыре зоны (четыре района со значимыми различиями ветровых нагрузок), внутри которых размах варьирования по среднему значению составил 1 метр в секунду.

К первой ветровой зоне относятся горные районы, а точнее, открытые вершины хребтов, подветренные склоны, где среднемноголетние скорости ветра больше 4 метров в секунду. Рельеф района в предгорьях и горах очень разнообразный, что обуславливает большую изменчивость скорости ветра на близких расстояниях. Благодаря местной циркуляции здесь возникают горно-долинные ветры – ветры, дующие вдоль долин.

Перспективными для размещения ветроэнергетических установок являются участки с абсолютной высотой 1000 – 1200 метров. Этот район располагает большими потенциальными ветроэнергетическими ресурсами – 28597 МДж/метр (103 МВт·ч/кв. метр) за год. К первой зоне относится Кусинский район.

Ко второй зоне относятся районы, расположенные в степной части Челябинской области, где среднегодовые скорости варьируются в интервале от 4 до 3 метров в секунду. Максимум среднегодовой скорости ветра в этой зоне не имеет характерной выраженности, хотя происходит некоторое возрастание скоростей в зимний период, а среднегодовой минимум скорости ветра наступает летом.

Суточный ход скоростей ветра характеризуется усилением в дневные часы. Среднемесячная скорость ветра является относительно стабильной и изменяется, как правило, в пределах 3,4-4,0 метра в секунду. В то же время на основании результатов наблюдений можно отметить повторяемость различных градаций скоростей ветра в разные месяцы года отклоняется от средних расчетных за 10 лет на весьма значительную величину, что может существенно влиять на суммарную выработку электроэнергии ветроагрегатом. Потенциальные ресурсы в данной зоне составляют 3600 МДж/кв. метр за год, а полезная энергия – 1260 МДж/кв. метр.

Ко второй зоне относятся Октябрьский, Троицкий, Чесменский, Варненский, Карталинский, Брединский, Кизильский, Агаповский, Увельский районы, находящиеся в степной зоне Челябинской области, а также Аргаяшский муниципальный район.

К третьей ветровой зоне относятся районы, расположенные в лесостепной зоне и частично в горно-лесной зоне. Здесь среднегодовые скорости изменяются от 3 до 2 метров в секунду. Максимум среднегодовой скорости ветра, как и во второй зоне, не имеет характерной выраженности. Суточный ход скоростей ветра усиливается в дневные часы, но потенциальные ветроэнергетические ресурсы снижаются в два раза по сравнению со второй зоной и составляют 1840 МДж/кв. метр за год. Эта зона является малоперспективной для использования энергии ветра быстроходными ветроэнергетическими установками. Здесь могут найти применение только тихоходные ветромеханические установки. Полезная утилизируемая энергия оценивется в величину 640 - 650 МДж/кв. метр в год.

К третьей ветровой зоне относятся лесостепные районы: Сосновский, Верхнеуральский, Нагайбакский муниципальные районы, а также муниципальные районы, расположенные в горно-лесной зоне среднего Урала: Каслинский и Нязепетровский муниципальные районы.

К четвертой зоне относятся районы, расположенные внутри Уральских гор (Ашинский, Катав-Ивановский, Саткинский муниципальные районы), где среднегодовые скорости не превышают 2 метров в секунду. В этой зоне отстутствуют перепективы строительства ветроэнергетических агрегатов.

Использование потенциала ветра для производства электроэнергии на крупных ветроустановках в Челябинской области в период с 2020 по 2025 годы не планируется.

Энергия биомассы.

В сельскохозяйственных районах, имеющих развитое животноводство, предприятия по заготовке леса, перерабатывающие предприятия, имеются источники значительного количества биомассы, пригодной для получения биогаза.

Биогаз – это один из продуктов анаэробного (без доступа кислорода) брожения навоза или другого вида биомассы при температуре +30-37 градусов Цельсия. В этих условиях под действием имеющихся в биомассе бактерий часть органических веществ разлагается с образованием метана (60-70 процентов), углекислого газа (30-40 процентов), небольшого количества сероводорода (0-3 процента), а также примесей водорода (аммиака и окислов азота). Биогаз не имеет неприятного запаха. Теплота сгорания 1 куб. метра биогаза достигает 25 МДж, что эквивалентно сгоранию 0,6 литра бензина, 0,85 литра спирта, 1,7 килограмма дров или использованию 1,4 кВт-ч электроэнергии. Он может использоваться также для приготовления пищи и теплоснабжения. Его можно компремировать, использовать в двигателях внутреннего сгорания, накапливать и транспортировать.

В Челябинской области имеется достаточный потенциал по производству биогаза (Таблица 90).

Таблица 90

Потенциал производства биогаза в Челябинской области на 2020-2025 годы

Год	Количество животных, тысяч голов	Объем биогаза, млн. кубических метров
2020	487,0	1228,5
2021	523,3	1497,8
2022	584,3	1612,4
2023	645,4	1812,6
2024	712,3	1942,4
2025	734,5	2022,9

Использование низкопотенциального тепла земли.

Оценка эффективности использования теплонасосных установок (далее именуются – ТНУ) в Челябинской области выполнена по результатам сравнения теплоснабжения эталонного городского района с установленной тепловой мощностью источника тепловой энергии в 10 Гкал/час, работающих на различных видах топлива. Выбор предпочтительного варианта выполнен на основании сравнения предельного уровня цены на тепловую энергию, поставленную потребителям, к которым относится население, проживающее и обслуживаемое в эталонном районе. Расчет предельного уровня цены на тепловую энергию выполнен в соответствии с Правилами определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на

тепловую энергию (мощность), утверждённые постановлением Правительства Российской Федерации от 15 декабря 2017 г. № 1562 «Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), и технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)».

В отличии от указанных правил, кроме рассмотренных видов топлива (природный газ, уголь и мазут) при сравнении вариантов теплоснабжения использован вариант расчета предельной цены для водогрейной котельной, использующей в качестве топлива электроэнергию и теплонасосную установку.

Сравнение выполнено для климатической зоны города Челябинска. Организация теплоснабжения с использованием теплонасосной установки остается неконкурентоспособной по отношению к котельным, работающим на любом виде органического топлива (кроме сжиженного газа), и может конкурировать только с организацией теплоснабжения с прямым использованием электроэнергии для производства тепловой энергии. Показатели тепловых насосов улучшаются, если имеется источник вторичного тепла с более высоким потенциалом, чем принятые в расчете. Расчеты эффективности представлены в таблице 91.

Таблица 91

Результаты расчета предельной цены на тепловую энергию от источников тепловой мощности с различными видами используемого топлива

Основные параметры расчетов	Единицы измерения	Условные обозначения	Котельные				ТНУ
			газ	мазут	уголь	электроэнергия	
Установленная тепловая мощность источника	Гкал/час	$Q^{р}$	10	10	10	10	10
Коэффициент использования установленной мощности		*КИУМ*	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Коэффициент готовности		$К_{г}$	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Продолжительность работы с учетом коэффициента готовности	ч	*ГР*	8497	8497	8497	8497	8497
Объем полезного отпуска тепловой энергии	тыс. Гкал	$Q^{по}$	29,926	29,926	29,926	29,926	29,926
Расходы на топливо	тыс. рублей	$РТ_{б}$	22687	44775	8762	199855	72675
Возврат капитала	тыс. рублей	$КР_{б}$	16176	21340	41565	20136	29017
Норма доходности инвестированного капитала	процентов	$НД_{б}$	18,81	18,81	18,81	18,81	18,81
Срок возврата инвестированного капитала	лет	*СВК*	10	10	10	10	10
Инвестированный капитал в базовом году	тыс. рублей	$ИК_{б}$	85997	113452	220973	107047	154264
Величина капитальных затрат на строительство источника	тыс. рублей	$КЗ_{б}^{ист}$	46614	64616	127362	26156	98091
Величина капитальных затрат на строительство тепловых сетей	тыс. рублей	$КЗ_{б}^{сети}$	24066	24066	24066	24066	25017
Величина затрат на технологическое присоединение	тыс. рублей	$ТП_{б}$	10017	7982	8235	49525	23856
Затраты за приобретение земельного участка	тыс. рублей	$З_{б}$	7300	18980	61320	7300	7300
Расходы на налоги	тыс. рублей	$Н_{б}$	4980	6618	13008	5360	7681

Расходы по налогу на прибыль	тыс. рублей	$Н_{б}^{п}$	3804	5175	10482	3875	5503
Величина расходов на уплату налога на имущество за год	тыс. рублей	$Н_{б}^{им}$	1154	1386	2342	1463	2156
Величина расходов на уплату земельного налога за год	тыс. рублей	$Н_{б}^{з}$	22	57	184	22	22
Прочие расходы	тыс. рублей	$ПР_{б}$	4752	5141	8933	3913	6983
Прочие расходы при производстве тепловой энергии котельной	тыс. рублей	$ПР_{б}^{проч}$	4384	4659	8016	3574	6370
Расходы на техническое обслуживание и ремонт основных средств	тыс. рублей	$ТО_{б}$	1037	1311	2889	720	2304
Расходы на электроэнергию на собственные нужды котельной	тыс. рублей	$РЭ_{б}$	1646	1646	2693	1421	1795
Расходы на водоподготовку и водоотведение котельной	тыс. рублей	$РВ_{б}$	37	37	55	35	35
Расходы на оплату труда персонала источника и сетей	тыс. рублей	$РП_{б}$	1665	1665	2379	1398	2236
Иные прочие расходы	тыс. рублей	$ПР_{б}^{иные}$	368	482	917	339	613
Составляющая, обеспечивающая компенсацию расходов на топливо	рублей/ Гкал	$РТ_{б}$	758,1	1496,2	292,8	6678,3	2428,5
Составляющая, обеспечивающая возврат капитальных затрат	рублей/ Гкал	$КР_{б}$	540,5	713,1	1388,9	672,8	969,6
Составляющая, обеспечивающая компенсацию расходов на уплату налогов	рублей/ Гкал	$Н_{б}$	166,4	221,1	434,7	179,1	256,7
Составляющая, обеспечивающая компенсацию прочих расходов	рублей/ Гкал	$ПР_{б}$	158,8	171,8	298,5	130,8	233,3
Составляющая, обеспечивающая создание резерва по сомнительным долгам	рублей/ Гкал	$РД_{б}$	32,5	52,0	48,3	153,2	77,8
Составляющая, обеспечивающая компенсацию отклонений фактических показателей от прогнозных	рублей/ Гкал	$\Delta В_{б}$	0	0	0	0	0

Предельная цена на тепловую энергию	рублей/ Гкал	$Ц_б$	1656,3	2654,3	2463,2	7814,2	3965,9

Энергия малых рек.

Челябинская область, являясь водоразделом трех бассейнов (реки Камы, реки Тобола, реки Урала), на 98 процентов представлена малыми реками, к которым отнесены равнинные реки мощностью до 2 тыс. кВт и горные реки с мощностью 1,7 тыс. кВт.

Малая гидроэнергетика может стать одним из приоритетных направлений ТЭК по обеспечению Челябинской областью самостоятельной энергетической политики. Экономически обоснованным при этом являются как восстановление малых ГЭС (далее именуется – МГЭС), строительство новых МГЭС при использовании гидропотенциала водохранилищ и малых рек. Общее количество рек в Челябинской области превышает 3,5 тысячи, но абсолютное большинство их (98 процентов) относится к очень малым, длиной менее 10 километров.

В XVIII веке на Урале было построено 157 гидроустановок. По состоянию на 1860-1861 годы на всех уральских гидроустановках действовало около 1640 колес общей мощностью в 31260 лошадиных сил (23132 кВт) и около 50 гидротурбин общей мощностью 1310 лошадиных сил (9694 кВт). До сегодняшнего дня без радикальной реконструкции работает Порожская ГЭС на реке Большая Сатка, запущенная в 1908 году.

На территории Челябинской области также эксплуатируется около 392 прудов и водохранилищ с суммарным полным объемом воды более 3360 млн. кубических метров и полезным объемом более 2600 млн. кубических метров. Создаваемый плотинами этих гидроузлов напор и попуски в нижний бьеф могут быть использованы для выработки электроэнергии. Их всех гидроузлов только на Верхнеуральском (река Урал) и Порожском (река Большая Сатка) водохранилищах используется гидроэнергетический потенциал стока.

В таблице 92 представлены параметры МГЭС при водохранилищах, при которых целесообразно строительство ГЭС. Диапазоны энергии, которая может быть получена в створе гидроузла, определены по двум параметрам. Верхний предел определен по сработке полезного объема, а нижний предел – по полезной водоотдаче. Полезная водоотдача рассчитывается по 95-процентному сбросу из водохранилищ, предназначенных для водоснабжения, и 85-процентному сбросу - для целей сельского хозяйства.

Таблица 92

Возможные МГЭС при водохранилищах Челябинской области

Водохранилище	Назначение	Емкость млн. кубических метров (полная/полезная)	Параметры МГЭС
Магнитогорское, река Урал	ПВ, О, РХ	189/32	2,6-0,5
Верхнеуральское, река Урал	ПВ, О, РХ	601/569	4,4-0,3
Арганзинское, река Миасс	В, РХ	966/781	2,6-0,5
Шершневское, река Миасс	В, О	176/94	0,9-0,2
Нязепетровское, река Уфа	В	153/133	8,7-1,6

Иремельское, река Иремель	В	43/41	0,3-0,1
Миасское, река Миасс	ПВ	13/6	0
Поликарповский пруд, река Миасс	ПВ	11/9	0,1-0,02
Нижне Уфалейское, река Уфалейка	ПВ	17/8	0,1-0,02
Южноуральское, река Увелька	ПВ, В, РХ	76/66	1,6-0,3
Зюраткульское, река Большая Сатка	В	73/58	2,8-1,2
Всего	-	-	24,2-4,6

Среди потенциальных проектов ООО «Центр энергоэффективности Интер РАО ЕЭС» – создание генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии и малой распределенной энергетики. В перспективе планируется строительство более 20 МГЭС в Челябинской области.

Таким образом, обзор имеющихся на территории Челябинской области возобновляемых источников энергии показывает, что их технический потенциал достаточен для использования с целью получения энергии. Однако в настоящий момент, при отсутствии серийного отечественного оборудования экономический потенциал использования ВИЭ близок к нулю.

51. Перспективный спрос на топливо.

Прогноз потребности в органическом топливе для функционирования ТЭС и котельных Челябинской области до 2025 года приведен в таблице 93. В составе ТЭС функционируют ТЭЦ и, таким образом, потребность в органическом топливе учитывает обеспечение выработки электрической энергии на КЭС и ТЭЦ и тепловой энергии на ТЭЦ.

Таблица 93

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области, тыс. тонн условного топлива

Виды топливно-энергетических ресурсов	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Расход топлива на ТЭС, в том числе:	14267	14564	14879	14905	14888	14811
на выработку электроэнергии, в том числе	10178	10462	10676	10743	10734	10723
газ природный	7411	7678	7898	7948	7941	7933
уголь	2028	2040	2037	2050	2048	2046
нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
газ коксовый	110	111	109	109	109	109
газ доменный	629	633	632	636	635	635
прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
на выработку тепловой энергии, в том числе:	4089	4103	4203	4162	4154	4088
газ природный	2717	2747	2842	2813	2813	2753
уголь	743	730	733	726	717	710
нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
газ коксовый	231	231	233	232	232	232

газ доменный	398	394	395	391	392	392
прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
Расход топлива на котельных, в том числе	2611	2677	2736	2710	2760	2804
газ природный	1974	2039	2099	2078	2117	2153
уголь	540	542	541	536	546	555
нефтетопливо	70	70	70	70	70	70
газ коксовый	0	0	0	0	0	0
газ доменный	0	0	0	0	0	0
прочие виды топлива	26	26	26	26	26	26
Всего затраты топлива электростанций и котельных	16878	17241	17615	17615	17648	17614
газ природный	12102	12465	12839	12839	12872	12839
уголь	3311	3311	3311	3311	3311	3311
нефтетопливо	70	70	70	70	70	70
газ коксовый	342	342	342	342	342	342
газ доменный	1027	1027	1027	1027	1027	1027
прочие виды топлива	26	26	26	26	26	26

Всего на выработку электроэнергии в Челябинской области планируется затратить 10723 тыс. тонн условного топлива в 2025 году (Таблица 93), что составляет 60,9 процента от общего расхода ТЭР на производство электроэнергии и тепла. На ТЭЦ на выработку тепловой энергии планируется затратить 4088 тыс. тонн условного топлива, а на котельных - 2804 тыс. тонн условного топлива.

При этом можно отметить следующие тенденции:

расход топлива на выработку тепловой энергии на ТЭЦ в целом будет снижаться в связи с сокращением тепловой нагрузки, присоединённой к ряду ТЭЦ (Троицкая ГРЭС, Челябинская ТЭЦ-1, Южноуральская ГРЭС);

удельный расход топлива на ТЭЦ на выработку тепловой энергии в связи с отнесением эффекта от комбинированной выработки на выработку электрической энергии будет изменяться незначительно и в целом останется постоянным по годам прогнозного периода;

расход топлива на котельных будет увеличиваться несмотря на снижение полезного отпуска тепловой энергии потребителям по следующим причинам:

увеличение потерь тепловой энергии в тепловых сетях (компенсирует снижение потребления за счет энергосбережения);

увеличение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии на котельных (старение оборудования).

Обозначения и сокращения

А	Ампер
АВР	автоматический ввод резерва
АДШС	автоматика деления шунтирующей сети
АКА	аппаратура каналов автоматики
АНКА	аппаратура низкочастотная каналов автоматики
АО	акционерное общество
АОПО	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АПВ	автоматическое повторное включение
АРЛ	автоматика разгрузки линии
АТ	автотрансформатор
АТГ	автотрансформаторная группа
АЭС	атомная электростанция
БСК	батарея статистических конденсаторов
БКЗ	Барнаульский котельный завод
ВЛ	воздушная линия электропередачи
В	вольт
ВИЭ (НВИЭ)	возобновляемые источники энергии (нетрадиционные)
ВОЛС	волоконно-оптическая линия связи
Вт	ватт
Вт·ч	ватт-час
ВРП	валовой региональный продукт
ВЧ-канал	высокочастотный канал
ГАО	графики аварийного отключения
ГОЭЛРО	Государственная электрификация России
ГОК	горно-обогатительный комбинат
ГВт	гигаватт
г/кВт·ч	грамм на киловатт-час
ГПП	главная понижающая подстанция
ГПУ	газопоршневая установка
ГПЭС	газопоршневая электростанция
Гц	герц
ГРП	газораспределительный пункт
ГРЭС	городская районная электростанция
Гкал/час	гигакалорий в час
ГТ ТЭЦ	газотурбинная ТЭЦ
ГТУ	газотурбинная установка
ГЭС	гидроэлектростанция
ДДТН	длительно допустимая токовая нагрузка
ДКЗ	Дорогобужский котельный завод
ДПМ	договор поставки мощности

ETL	аппаратура ВЧ-связи серии ETL
ЕТЭБ	единый топливно-энергетический баланс
ЕЭС	единая энергетическая система
ЕНЭС	единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЖКХ	жилищно-коммунальное хозяйство
ЗАО	закрытое акционерное общество
ЗАТО	закрытое административно-территориальное образование
ЗМЗ	Златоустовский металлургический завод
ЗСО	Завод имени Серго Орджоникидзе
ЗЭМЗ	Златоустовский электрометаллургический завод
ИТП	индивидуальный тепловой пункт
ИРМ	источник реактивной мощности
$I_{доп}$	длительно допустимый ток
КВЛ	кабельно-воздушная линия электропередачи
КИТТ	коэффициент использования тепла топлива
КИЦЗ	Катав-Ивановский цементный завод
КИЛМЗ	Катав-Ивановский литейно-механический завод
КИУМ	коэффициент использования установленной мощности
КЛ	кабельная линия электропередачи
КМЭЗ	Кыштымский медеэлектролитный завод
КПД	коэффициент полезного действия
КРУ	комплектное распределительное устройство
КРУН	комплектное распределительное устройство наружной установки
КРУЭ	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	контролируемое сечение
КТЗ	Калужский турбинный завод
КТП	комплектная трансформаторная подстанция
КТПБ	комплектная трансформаторная подстанция блочная
КЭС	конденсационная электростанция
кВт	киловатт
кВ	киловольт
кВА	киловольт-ампер
кВт·ч	киловатт-час
л.с.	лошадиная сила
ЛМЗ	Ленинградский металлический завод
ЛЭП	линия электропередачи
Мвар (МВА Р)	мегавар (мегавольт-ампер реактивный)
МГЭС	малые ГЭС
МДж	мегаджоуль

МДП	максимально допустимый переток
МЭС	межсистемные электрические сети
МВт	мегаватт
МВА	мегавольт-ампер (тысяча киловольт-ампер)
МВт·ч	мегаватт-час
млн.	миллион
млрд.	миллиард
МВ	масляный выключатель
МКЭУ	модульная когенерационная энергетическая установка
ММК	Магнитогорский металлургический комбинат
МММЗ	Миньярский метизно-металлургический завод
МРСК	межрегиональная сетевая компания
МТЭЦ	Магнитогорская ТЭЦ
МЦЭС	Магнитогорская ЦЭС
н/д	нет данных
НН	низкое напряжение
НТД	нормативно-техническая документация
ОАО	открытое акционерное общество
ОГ	отключение генерации
ОН	отключение нагрузки
ООО	общество с ограниченной ответственностью
ОЭС	объединенная энергетическая система
ОРУ	открытое распределительное устройство
ОРЭМ	оптовый рынок электрической энергии и мощности
отп.	отпайка
ПА	противоаварийная автоматика
ПАО	публичное акционерное общество
ПВЭС	паровоздуходувная электростанция
ПГУ	парогазовая установка
ПИР	проектно-изыскательские работы
ПС	электрическая подстанция
ПСЦ	паросиловой цех
ПМЭС	предприятие магистральных электрических сетей
ПТУ	паротурбинная установка
ПУЭ	правила устройства электроустановок
ПЭР	преобразование в другие виды энергоресурсов
P_{min}	минимальная мощность
Plink	аппаратура ВЧ-связи серии Plink
РИП	региональный индустриальный парк
РУ	распределительное устройство
РДУ	региональное диспетчерское управление
РЗА	релейная защита и автоматика

РПН	переключатель регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой
РП	распределительный пункт
САОН	специальная автоматика отключения нагрузки
СВ	секционный выключатель
СВМ	схема выдачи мощности
СЗК	северо-западная котельная
Сиб. ПП	Сибайский переключательный пункт
СКРМ	средство компенсации реактивной мощности
СМР	строительно-монтажные работы
СН	собственные нужды
СНиП	строительные нормы и правила
СШ	система шин
СУГ	сжиженные углеводородные газы
СЦТ	система центрального теплоснабжения
СЭС	солнечные электростанции
ТГ	турбогенератор
ТКЗ	Таганрогский котельный завод
ТМЗ	Троицкий металлургический завод
ТНУ	теплонасосные установки
ТОСЭР	территория опережающего социально-экономического развития
ТП	трансформаторная подстанция
ТСО	территориальная сетевая организация
ТЭБ	топливно-энергетический баланс
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
ТЭР	топливно-энергетические ресурсы
ТЭС	тепловая электростанция
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль (теплофикационная электростанция)
ТЭЦ-ПВЭС	теплоэлектроцентраль-паровоздуходувная станция
ТСН	трансформатор собственных нужд
ТТ	трансформатор тока
ТЭ	тепловая энергия
ТУ на ТП	технические условия на технологическое присоединение
ТФУ	теплофикационная установка
т/ч	тонн в час
УЗРМО	ООО «Уфалейский завод металлоизделий»
УКВЗ	Усть-Катавский вагоностроительный завод
УНЦ	укрупненные нормативы цен
УПАСК	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УПК-Ц	устройство передачи команд противоаварийной автоматики

УТЗ, УТМЗ	Уральский турбинный завод, Уральский турбомоторный завод
УТМ	установленная тепловая мощность
УТМТ	установленная тепловая мощность теплофикационная
УЭМ	установленная электрическая мощность
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»	Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е. И. Забабахина
ФГУП «ПО «Маяк»	Федеральное государственное унитарное предприятие «Производственное объединение «Маяк»
ФЕР	федеральные единичные расценки
ФОЛ	фиксация отключения линии
ФСК ЕЭС	Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы
ХТЗ, ХТГЗ	Харьковский турбинный завод, Харьковский турбогенераторный завод
ЦРП	центральный распределительный пункт
ЦСПА	централизованная система противоаварийного управления
ЦЭС	Центральные электрические сети
ЧАМЗ	Челябинский автомеханический завод
ЧМК	Челябинский металлургический комбинат
ЧТЗ	Челябинский тракторный завод
ЧТЭЦ	Челябинская тепловая электроцентраль
ЧФЗ	Челябинский ферросплавный завод
ЧЭМК	Челябинский электрометаллургический комбинат
ЧЭРЗ	Челябинский электровозоремонтный завод
ШСВ	шиносоединительный выключатель
Электросила	Завод «Электросила», город Санкт-Петербург
Электротяжмаш	Государственное предприятие «Завод «Электротяжмаш», город Харьков
НВС	Харбинская котлостроительная компания
НЕС	Харбинская электромашиностроительная компания
НТС	Харбинская турбостроительная компания