

ГУБЕРНАТОР ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 28.04.2018 г. № 503-р
Челябинск

Об утверждении схемы и программы
перспективного развития
электроэнергетики Челябинской
области на 2019 - 2023 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 2019-2023 годы.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Челябинской области от 29.04.2016 г. № 431-р «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2017 – 2021 годы» (Сборник нормативных правовых актов Губернатора и Правительства Челябинской области, 2016 г., выпуск 2, часть I).

3. Настоящее распоряжение подлежит официальному опубликованию.

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



Б.А. Дубровский

УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением Губернатора
Челябинской области
от 28.04. 2018 г. № 503-р

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики
Челябинской области на 2019-2023 годы

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2019-2023 годы (далее именуется – СиПРЭ Челябинской области) разработана в соответствии со следующими нормативными правовыми актами и нормативными документами:

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

Федеральным законом Российской Федерации от 27 июля 2010 № 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 «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»;

распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года»;

Схемой территориального планирования Российской Федерации в области энергетики (актуальная редакция);

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

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 281 «Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем»;

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 277 «Об утверждении Методических указаний по устойчивости энергосистем»;

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-369 пр);

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 г. № 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 18 декабря 2017 года № 0169200001717000009/5.1-071, 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 2019-2023 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 2019-2023 годов, должны и могут быть использованы в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

СиПРЭ Челябинской области сформирована 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 2018-2024 годы;

схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2018-2022 годы, утвержденной распоряжением Губернатора Челябинской области от 27.04.2017 г. № 372-р «Об утверждении

схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2018-2022 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 Челябинской области;

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 АО «СО ЕЭС»;

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

схем внешнего электроснабжения потребителей, которые будут реализованы в период до 2023 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 энергосистемам 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.

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).

В состав Челябинской области входят 319 муниципальных образований, в том числе:

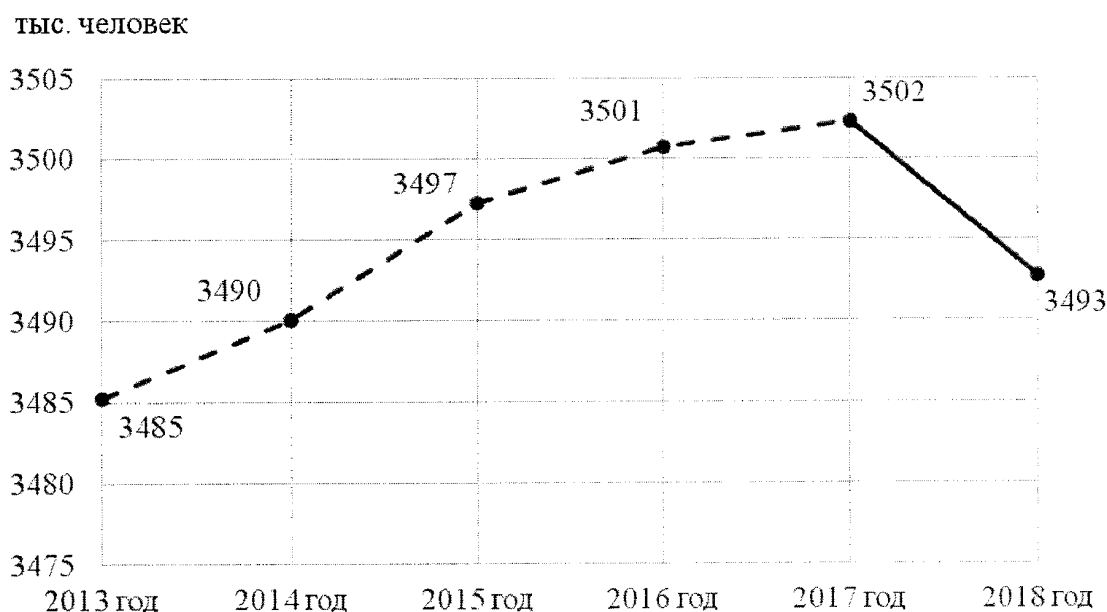
- 15 городских округов;
- 1 городской округ с внутригородским делением;
- 27 муниципальных районов;
- 27 городских поселений;
- 7 внутригородских районов;
- 242 сельских поселения.

Самые молодые населенные пункты, официально признанные городскими округами, – Озерск, Снежинск и Трехгорный – имеют статус ЗАТО.

Численность населения Челябинской области на 1 января 2018 года составляет 3492,740 тыс. человек, из которых в городах проживает 2888,337 тыс. человек (82,7 процента от общей численности населения), в сельской местности – 604,403 тыс. человек (17,3 процента от общей численности населения). Динамика изменения численности населения Челябинской области за период с 2013 по 2018 годы представлена на рисунке 1.

Рисунок 1

Динамика изменения численности населения
Челябинской области за период с 2013 по 2018 годы



В период с 2013 по 2017 год наблюдалась тенденция увеличения численности населения Челябинской области. На начало 2018 года зафиксировано снижение численности населения области на 9,583 тыс. человек.

Наиболее крупными населенными пунктами являются города (численность представлена по состоянию на 1 января 2017 года):

Челябинск – 1198,858 тыс. человек;

Магнитогорск – 418,241 тыс. человек;

Златоуст – 167,978 тыс. человек;

Миасс – 151,856 тыс. человек;

Копейск – 147,573 тыс. человек.

Челябинская область является крупным транспортным узлом. По территории Челябинской области проходят федеральные автотрассы М5, М36, М51 и Южно-Уральская железная дорога. Южно-Уральская железная дорога входит в число крупнейших магистралей Российской Федерации – это начальное звено Транссибирской магистрали – самой протяженной железной дороги в мире.

В Челябинской области действует международный аэропорт «Баландино».

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 энергопотреблении 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 культурные ценности. Все вышеперечисленное обеспечивает развитие туристического направления, горнолыжных курортов.

Удельный вес и место Челябинской области по основным социально-экономическим показателям в Российской Федерации по состоянию на 1 января 2018 года представлен в таблице 1.

Таблица 1

**Удельный вес и место Челябинской области
по основным социально-экономическим показателям в Российской Федерации
по состоянию на 1 января 2018 года**

Наименование показателя	Удельный вес, процентов	Занимаемое место
Площадь территории	0,5	36
Численность населения	2,4	10
Валовой региональный продукт*	1,7	44
Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами по видам экономической деятельности:	-	-
добыча полезных ископаемых	0,5	27
обрабатывающие производства	3,42	6
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2,24	11
Продукция сельского хозяйства	2,3	13

* Данные по валовому региональному продукту представлены по состоянию на начало 2017 года.

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

2. Общая характеристика энергосистемы Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области включает в себя следующие энергорайоны и узлы:

Златоустовско-Миасский энергорайон, в том числе Миасско-Чебаркульский узел;

Ашинский узел;

Карталинский энергорайон;

Магнитогорский энергорайон;

Северный энергорайон;

Троицкий энергорайон;

Еманжелинский узел;

Челябинский энергорайон, в том числе Металлургический узел, Сосновский узел, Узел ЧГРЭС, Узел ЧТЭЦ-1, Узел ЧТЭЦ-2, Узел 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-т 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, ЮУГРЭС, Тургоякская ТЭЦ, ТЭЦ УралАЗ.

Миасско-Чебаркульский узел ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная, ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная, ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино, ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Ленинская с отпайкой на ПС Варламово.

В Миасско-Чебаркульский узел входят следующие основные объекты:

ПС 110 кВ Миасс, ПС 110 кВ Тургояк, ПС 110 кВ Горная, ПС 110 кВ Ильменская, ПС 110 кВ Таганай-т, ПС 110 кВ Хребет-т, ПС 110 кВ Тургояк-т, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Город-2, ПС 110 кВ ПС 110 кВ Кисегач-т, ПС 110 кВ Курортная, ПС 110 кВ Ленинская, ТЭЦ Тургояк, ТЭЦ УралАЗ.

Ашинский узел ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I, II цепь, ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I, II цепь с отпайками; ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ; 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 узел входят следующие основные объекты:

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

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 – Магнайт.

В Карталинский энергорайон входят следующие основные объекты:

ПС 220 кВ Карталы 220, ПС 220 кВ Михеевский ГОК, ПС 220 кВ Обогажительная, 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 Магнайт, 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, ТГРЭС.

Магнитогорский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская, ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС, ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС, ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Смеловская; ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1, 2, ВЛ 220 кВ Смеловская – Белорецк-220 № 1, 2 (отдача в Башкирскую энергосистему), ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремель I, II цепь (отдача в Башкирскую энергосистему); ВЛ 110 кВ Агаповская – СПП (отдача в Башкирскую энергосистему), 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 (отдача в Башкирскую энергосистему), ВЛ 110 кВ ПС 90 – Субутак-т, ВЛ 110 кВ Смеловская – Ново-Абзаково-т с отпайкой на ПС Баимово (отдача в Башкирскую энергосистему), ВЛ 110 кВ Смеловская – Укшук-т с отпайками (отдача в Башкирскую энергосистему), ВЛ 110 кВ СПП – Кизил.

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.

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, 2, 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, АТЭЦ.

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, ТГРЭС.

Еманжелинский узел 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 узел 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, ЮУГРЭС.

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 ГРЭС – Новометаллургическая I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая II цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – 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 – Бутки 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.

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, Челябинская ТЭЦ-3 (ОРУ 220 кВ и 110 кВ), ПС 220 кВ ЧФЗ, ПС 220 кВ Хромовая, Челябинская ГРЭС (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 энергоузлы:

Металлургический узел;

Сосновский узел;

узел ЧГРЭС;

узел ЧТЭЦ-1;

узел ЧТЭЦ-2;

узел ЧЭМК.

Металлургический узел 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 – Плавильная I и II цепь с отпайкой на ПС ГПП-12 (граница по Челябинской ТЭЦ-3), ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I и II цепь.

В Metallургический узел 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 узел 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 узел 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.

Узел ЧГРЭС ограничен следующими ВЛ:

КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС I цепь с отпайкой на ПС Цинковая 110 (граница по ПС 500 кВ Шагол), КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь с отпайками (граница по ПС 500 кВ Шагол), ВЛ 110 кВ Шагол – Аэродромная, ВЛ 110 кВ Шагол – СЗК, КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая I и II цепь.

В узел ЧГРЭС 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, ЧГРЭС (КРУЭ 110 кВ).

Узел 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 узел 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.

Узел ЧТЭЦ-2 ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I и II цепь, ВЛ 110 кВ Шагол – Бульварная с отпайкой на ПС ЧФЗ (граница по ПС 500 кВ Шагол), ВЛ 110 кВ Шагол – КПД.

В узел ЧТЭЦ-2 входят следующие основные объекты:

ОРУ 110 кВ Челябинской ТЭЦ-2, ПС 110 кВ Бульварная, ПС 110 кВ Транзитная, ПС 110 кВ КПД.

Узел ЧЭМК ограничен следующими ВЛ:

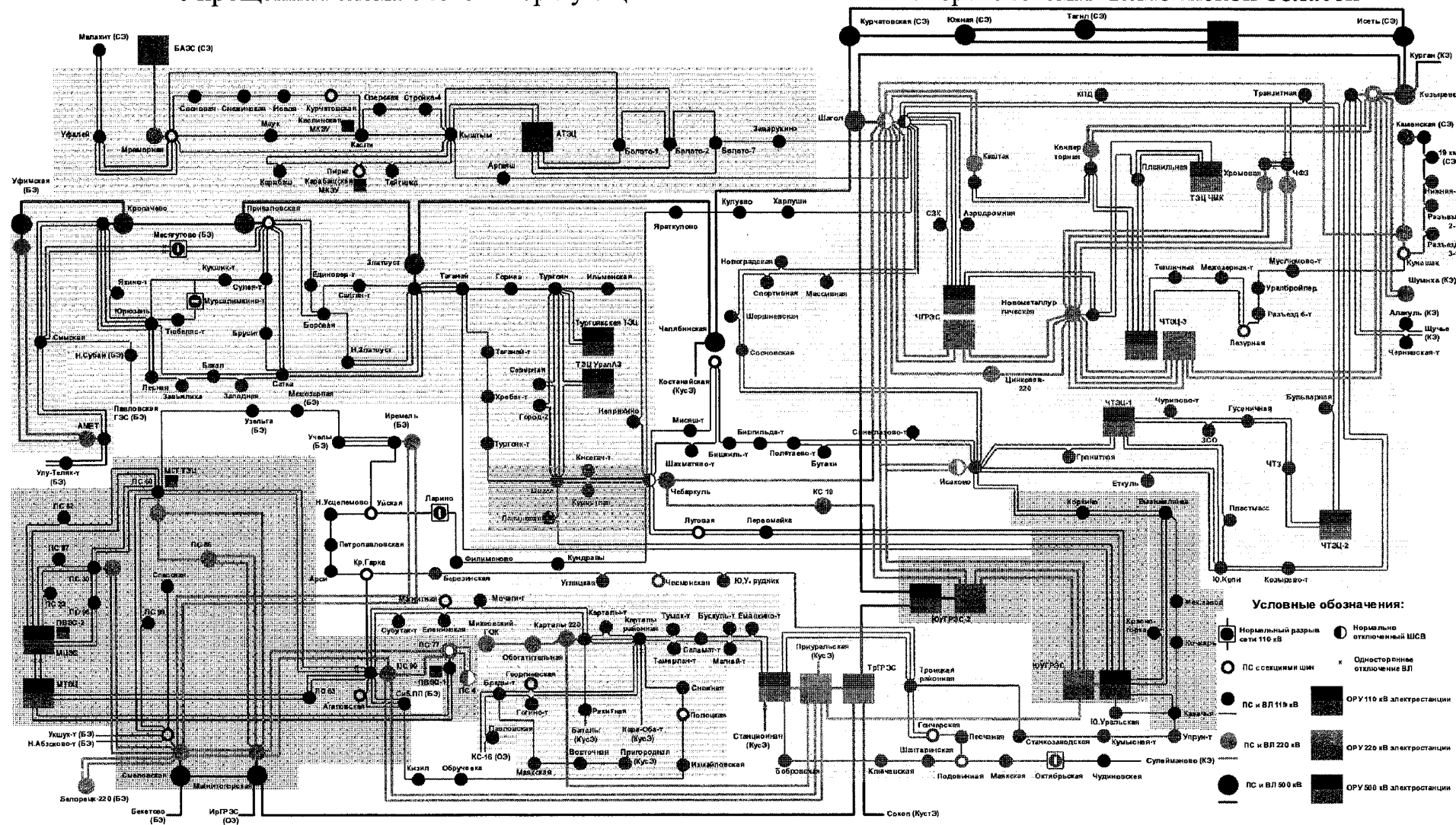
КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I и II цепь, ВЛ 220 кВ Шагол - Цинковая-220, ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I и II цепь.

В узел ЧЭМК входят следующие основные объекты:

ОРУ 220 кВ Челябинской ТЭЦ-3, КРУЭ 220 кВ Челябинской ГРЭС, ПС 220 кВ Новометаллургическая, ПС 220 кВ ЧФЗ, ПС 220 кВ Хромовая.

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

1) 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 более 18 ГВт. Основными видами деятельности Публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» являются производство и продажа электрической и тепловой энергии. Основным рынком сбыта является оптовый рынок электрической энергии (мощности).

Троицкая ГРЭС – один из наиболее мощных базовых поставщиков электроэнергии Южного Урала. Троицкая ГРЭС является крупной конденсационной электростанцией. Годы ввода станции: 1960-2016.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 500-220-110 кВ. На станции установлен автотрансформатор связи напряжением 500/220 кВ и три автотрансформатора связи напряжением 220/110 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 электрическая мощность станции составляет 1400 МВт. На станции эксплуатируется 5 генераторов.

Установленная тепловая мощность станции составляет 315 Гкал/час. На станции эксплуатируется 8 энергетических котлов. Котлы с 1 по 3 являются дубль-блоками. На станции эксплуатируется 5 турбин. Турбины № 1, 2 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. В состав блока № 10 входят:

- паровой котлоагрегат HG-2100-25,4-УМ;
- паровая турбоустановка CLN-660-24.2-566-566;
- турбогенератор QFSN-660-2.

Основным и резервным топливом котлов является уголь, что делает Троицкую ГРЭС независимой от ограничений поставок газа. Растопочным топливом является мазут;

2) 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» входят 18 крупнейших электростанций суммарной установленной мощностью 22,4 ГВт.

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 электрическая мощность станции составляет 747 МВт. На станции установлены 6 генераторов.

Установленная тепловая мощность станции составляет 320 Гкал/час. На станции эксплуатируется 12 энергетических котлов и 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.

Установленная электрическая мощность Южноуральской ГРЭС-2 составляет 844,5 МВт. Первый энергоблок станции был введен 17 февраля 2014 года, второй энергоблок – 24 сентября 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 подводящим трубопроводами протяженностью 2 километра от магистрального газопровода высокого давления. Аварийное топливо: 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;

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

В Челябинской области расположены следующие станции, входящие в Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»: Аргаяшская ТЭЦ, Челябинская ТЭЦ-1, Челябинская ТЭЦ-2, Челябинская ТЭЦ-3, Челябинская ГРЭС.

Аргаяшская ТЭЦ. 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 электрическая мощность станции составляет 195 МВт. На станции установлены 6 генераторов.

Установленная тепловая мощность станции составляет 576 Гкал/час. На станции эксплуатируются 9 энергетических котлов и 6 турбин. Все турбины имеют теплофикационные отборы суммарной установленной тепловой мощностью 576 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

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

Челябинская ТЭЦ-1. 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 II цепь 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 электрическая мощность станции составляет 133,8 МВт. На станции установлены 4 генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 711,2 Гкал/час. На станции эксплуатируются 3 энергетических котла и 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 6 является бурый уголь. Для остальных агрегатов (водогрейных 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.

Челябинская ТЭЦ-2. 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 электрическая мощность 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.

Челябинская ТЭЦ-3. 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;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная.

Установленная электрическая мощность станции составляет 593 МВт. На станции установлены 4 генератора.

Установленная тепловая мощность станции составляет 1123,8 Гкал/час. На станции эксплуатируются 3 энергетических блока и 3 паровые турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 567,8 Гкал/час ($2 \times 260 + 47,8$ 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.

Челябинская ГРЭС. Самая первая электростанция Челябинской области. Построена в 1930 году по плану ГОЭЛРО.

В рамках договора о предоставлении мощности на Челябинской ГРЭС 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 ГРЭС введен ПГУ-3 установленной электрической мощностью 247,5 МВт (тепловая мощность – 150 Гкал/час).

Выдача мощности Челябинской ГРЭС 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 ГРЭС – Новометаллургическая I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая II цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол II цепь;

КВЛ 110 кВ СЗК – Челябинская ГРЭС с отпайкой на ПС Цинковая 110;

КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками;

КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Восточная;

КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая I цепь;

КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая II цепь;

КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Тракторозаводская;

КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС I цепь с отпайкой на ПС Цинковая 110;

КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь с отпайками;

КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Заречная I цепь;

КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Заречная II цепь.

Установленная электрическая мощность станции составляет 742 МВт. На станции установлены 6 генераторов.

Установленная тепловая мощность станции составляет 850 Гкал/час. На станции эксплуатируется три ПГУ. На станции эксплуатируется три паровые турбины в составе ПГУ с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 450 Гкал/час (3×150 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;

4) Магнитогорская ГТ ТЭЦ.

Магнитогорская ГТ ТЭЦ. Введена в работу в 2010 году.

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

Установленная электрическая мощность 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;

5) ООО «Перспектива».

Модульная когенерационная энергетическая установка в городе Касли (далее именуется – Каслинская МКЭУ). Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки 20V34SG производства Wartsila мощностью по 9,73 МВт каждая. Установленная электрическая мощность станции составляет 20 МВт.

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

На станции установлены шесть водогрейных котлов с газодизельными горелками.

Основным топливом является природный газ. Резервным является дизельное топливо.

Модульная когенерационная энергетическая установка в городе Карабаш (далее именуется – Карабашская МКЭУ). Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки 20V34SG производства Wartsila мощностью по 9,73 МВт каждая. Установленная электрическая мощность станции составляет 20 МВт.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110/35/10 кВ Пирит.

На станции установлены два водогрейных котла с газодизельными горелками.

Основным топливом является природный газ. Резервное топливо отсутствует.

МКЭУ Миасская. Годы ввода в эксплуатацию – 2014 – 2015.

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

Установленная электрическая мощность станции составляет 2 МВт.

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

На станции установлены четыре водогрейных котла с газодизельными горелками.

Основным топливом является природный газ. Резервным является дизельное топливо.

Модульная когенерационная энергетическая установка в городе Копейск (далее именуется – МКЭУ Копейск). Год ввода в эксплуатацию – 2016.

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

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на ПС 110/35/6 кВ Октябрьская.

На станции установлены четыре водогрейных котла с газодизельными горелками.

Основным топливом является природный газ. Резервным является дизельное топливо.

4. Информация по станциям промышленных предприятий.

На территории Челябинской области представлены следующие станции промышленных предприятий:

ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат».

Магнитогорская ТЭЦ. Установленная электрическая мощность 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 360 Гкал/час. На станции эксплуатируется 8 энергетических котлов. На станции

эксплуатируется 6 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 360 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

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

Магнитогорская ЦЭС. Установленная электрическая мощность 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;

ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60;

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 665 Гкал/час. На станции эксплуатируется 8 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 9 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 465 Гкал/час. Установленная тепловая мощность двух водогрейных котлов составляет 200 Гкал/час.

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

Паровоздуховная станция №1 (далее именуется – ПВС-1). Установленная электрическая мощность станции составляет 10 МВт.

Выдача мощности ПВС-1 осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 95.

На ПВС-1 установлены 2 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность ПВС-1 составляет 125,5 Гкал/час. На ПВС-1 эксплуатируются 3 энергетических котла и 2 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 125,5 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на ПВС-1 отсутствует.

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

Паровоздуховная станция №2 (далее именуется – ПВС-2). Установленная электрическая мощность ПВС-2 составляет 91 МВт.

Выдача мощности ПВС-2 осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 87 и в распределительное устройство 10 кВ МЦЭС.

На ПВС-2 установлены 4 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 1185,85 Гкал/час. На ПВС-2 эксплуатируются 7 энергетических котлов и

4 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 1185,85 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на ПВС-2 отсутствует.

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

ТЭЦ паросилового цеха (далее именуется – ПСЦ). Установленная электрическая мощность ТЭЦ ПСЦ 18,92 МВт.

Выдача мощности ТЭЦ ПСЦ осуществляется на напряжении 10 кВ на ПС 110 кВ 29.

На ТЭС ПСЦ установлены 3 генератора.

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

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

ООО «Мечел-Энерго».

ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»). Установленная электрическая мощность 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 эксплуатируются 11 энергетических котлов и 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 отходящие газы. Резервное топливо – уголь.

ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в городе Чебаркуль). Введена в работу 1 декабря 2015 года.

Установленная электрическая мощность 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;

АО «Миасский машиностроительный завод».

ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод» (Тургоякская ТЭЦ). Установленная электрическая мощность 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 эксплуатируются 2 энергетических котла и 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;

АО «Саткинский чугуноплавильный завод».

ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода. Установленная электрическая мощность составляет 3 МВт. На станции установлены 2 генератора.

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

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 20 Гкал/час. На станции эксплуатируются 2 энергетических котла и 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;

АО «ЭнСер».

ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер». Установленная электрическая мощность 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 эксплуатируются 4 энергетических котла и 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;

ОАО «Комбинат Магнезит».

ТЭЦ Магнезит. Установленная электрическая мощность станции составляет 36 МВт. На станции установлены 3 генератора.

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

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 23,7 Гкал/час. На станции эксплуатируются 5 энергетических котлов и 3 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 23,7 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует;

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

ЦЭС ЗМЗ: установленная электрическая мощность станции составляет 6 МВт. На станции установлен 1 генератор.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 6 кВ на ПС 110/35/6 кВ ЗМЗ-4.

Установленная тепловая мощность ЦЭС ЗМЗ составляет 408 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла типа ГМ-50-1 (№ 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;

ПАО «Ашинский металлургический завод».

ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод». Установленная электрическая мощность данной 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 170,5 Гкал/час. На станции эксплуатируется 4 энергетических котла (№ 4 (ТП-30), № 5 (ТП-30), № 6 (Е-50) и № 7 (БМ-35)). На станции эксплуатируется 1 турбина типа Р-2,5-15/3 с установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара 20,5 Гкал/час и 2 турбины типа П-6-1,2/0,5. На ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод» 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;

АО «Златоустовский машиностроительный завод» (далее именуется – АО «Златмаш»).

ТЭЦ АО «Златмаш».

На ТЭЦ АО «Златмаш» установлены одна турбина ОР-2,5-15/6 (мощностью 2,5 МВт), одна турбина Р-2,5-15/6 (мощностью 2,5 МВт) и две турбины Р-4-2,1-0,3 (мощностью по 4,0 МВт каждая). Суммарная установленная электрическая мощность станции составляет 13 МВт.

Выдача мощности ТЭЦ АО «Златмаш» осуществляется на напряжении 10 кВ на шины ПС 110/10 кВ Н. Златоуст.

На ТЭЦ АО «Златмаш» установлено шесть энергетических котлов (четыре паровых котла типа «Буккау-Вольф» производительностью 50 т/ч и два котла типа Б25/15ГМ производительностью 25 т/ч) суммарной паропроизводительностью 250 т/ч (187,5 Гкал/час) и шесть пиковых водогрейных котлов (три котла типа ПТВМ-50 производительностью 50 Гкал/час и три котла типа КВГМ-100 производительностью 100 Гкал/час) суммарной теплопроизводительностью 450 Гкал/час.

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

АО «Южуралзолото Группа Компаний».

ГПУ Южуралзолото: установленная электрическая мощность станции составляет 16 МВт.

На станции установлено восемь газопоршневых агрегатов типа G3520E производства Caterpillar мощностью 2 МВт каждый. В состав каждого агрегата 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 110/6 кВ Центральная-разведочная.

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

АО «Вишневогорский ГОК».

ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»: установленная электрическая мощность станции составляет 3,09 МВт.

На станции установлено три газопоршневых агрегата типа G3516(ГПА).

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

ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академ. Е. И. Забабахина».

ГПЭС Энергоцентр г. Снежинск.

Установленная электрическая мощность станции составляет 12 МВт.

На станции установлено шесть газопоршневых агрегатов типа MWM TCG2020V20.

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

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

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

На территории Челябинской области представлены следующие основные электросетевые компании:

1) 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 региона, а также подключение новых потребителей к распределительным электрическим сетям компании.

Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» осуществляет электроснабжение промышленных предприятий и населения Челябинской области численностью около 3,5 млн. человек. Всего в эксплуатации филиала находится 310 подстанций напряжением 35-220 кВ (1 ПС 220 кВ, 185 ПС 110 кВ, 124 ПС 35 кВ).

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);

2) Южно-Уральское ПМЭС.

В зону обслуживания Южно-Уральского ПМЭС входит территория Челябинской области с населением около 3,5 млн. человек. В эксплуатации Южно-Уральского ПМЭС находятся 2 894 километра линий электропередачи напряжением 110-500 кВ и 18 подстанций общей трансформаторной мощностью 10043,1 МВА (8 подстанций 500 кВ, 7 подстанций 220 кВ, 3 подстанции 110 кВ).

Южно-Уральское ПМЭС осуществляет эксплуатацию объектов, отнесенных к ЕНЭС. К объектам ЕНЭС на территории Челябинской области отнесены следующие энергообъекты:

- 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 Южная – Шагол;
- ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево;
- ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол;
- ВЛ 500 кВ Курчатовская – Южная;
- 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 – Обогагительная;
 ВЛ 220 кВ Обогагительная – Михеевский ГОК;
 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;
 КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 I цепь;
 КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 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 – Приуральская;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1;
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2;
 ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I цепь;
 ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ II цепь;
 ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая I цепь;
 ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая II цепь;
 ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая;
 ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол;
 КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая I цепь;
 КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая II цепь;
 КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь;
 КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – 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 110 кВ Карталы районная;

ПС 110 кВ Восточная;

ПС 110 кВ Ракитная.

Кроме вышеперечисленных сетевых компаний, на территории Челябинской области имеются следующие ТСО:

АО «АЗ «Урал»;

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

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

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

акционерное общество «Челябинский электрометаллургический комбинат» (далее именуется – АО «ЧЭМК»);

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

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

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

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

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

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

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

муниципальное унитарное предприятие «Производственное объединение водоснабжения и водоотведения» г. Челябинска (далее именуется – МУП «ПОВВ»);

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»);

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

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»);

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

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

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

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

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

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 «Региональная сетевая компания» (далее именуется – ООО «РСК»);

общество с ограниченной ответственностью «Сети и системы» (далее именуется – ООО «Сети и системы»);

общество с ограниченной ответственностью «Системы Передачи Электроэнергии» (далее именуется – ООО «СПЭ»);

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

общество с ограниченной ответственностью «Тепловые электрические сети и системы» (далее именуется – ООО «ТЭСиС»);

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 «Челябинская территориальная сетевая компания» (далее именуется – ООО «ЧТСК»);

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

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

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 «Энерготехсервис»);

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 «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 «Производственное объединение «Маяк» (далее именуется – ФГУП «ПО «Маяк»);

«УСТЬ-КАТАВСКИЙ ВАГОНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД имени С.М. Кирова» – филиал акционерного общества «ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОСМИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР имени М.В. Хруничева» (далее именуется – «УКВЗ им. С.М. Кирова» – филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»).

Одной из крупнейших ТСО является ООО «АЭС Инвест». ООО «АЭС Инвест» – одна из ведущих сетевых организаций на территории Челябинской области осуществляет передачу электроэнергии по электрическим сетям напряжением 0,4 — 35 кВ, технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям. К электрическим сетям ООО «АЭС Инвест» присоединено более 272 тысяч потребителей. В зоне ответственности находится более 5729 километров кабельных и воздушных линий электропередачи, 1650 трансформаторных подстанций с общей установленной мощностью более 718,05 МВА.

ООО «АЭС Инвест» осуществляет строительство, эксплуатацию и обслуживание электрических сетей на территории двадцати трех муниципальных образований, в том числе в двенадцати городских округах: Челябинском, Кыштымском, Миасском, Троицком, Усть-Катавском, Чебаркульском, Южноуральском, Карабашском, Копейском, Коркинском, Еманжелинском, Красногорском.

В таблице 2 представлена сводная информация о ТСО (территория присутствия, сводные данные по сетям), собранная из открытых источников.

Таблица 2

Сводная информация о ТСО

№ п/п	Наименование ТСО	Территория присутствия	Сводные данные по сетям	Адрес сайта
1.	ООО «Региональная сетевая компания»	город Челябинск	длина ЛЭП общая - 4,707 километра. Трансформаторная мощность подстанций - 20 МВА	http://etsvc.ru/index.php/raskrytie-informatsii/svodnye-tablitsy/raskrytie-2017g.html
2.	«УКВЗ им. С.М. Кирова» – филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»	Усть-Катавский городской округ, Усть-Катавское городское поселение, город Усть-Катав, Центральный район	КЛ 6 кВ - 39,86 километра; КЛ 0,4 кВ - 2,86 километра	http://www.ukvz.ru/info/
3.	ПАО «Уралавтоприцеп»	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/
4.	АО «Энергосетевая компания ЧТПЗ»	город Челябинск, Ленинский район	длина ЛЭП общая - 74,91 километра; в том числе ЛЭП 35 кВ - 4,07 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 70,04 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 0,8 километра. Трансформаторная мощность подстанций - 286 МВА	http://eskchel.ru/raskrytie-informatsii/
5.	АО «Электросеть»	город Челябинск, город Златоуст, город Чебаркуль	длина ЛЭП общая - 90,17 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ - 39,99 километра; ЛЭП 35 кВ - 8,37 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 11,24 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 30,57 километра. Трансформаторная мощность	http://www.zao-elektroset.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=145&Itemid=339

			подстанций- 2787,48 МВА	
6.	АО «ЭСК ЧТПЗ»	город Челябинск	3 ГПП 110 кВ, 6 ТП 6 кВ и 75 километров ВЛ и КЛ 0,4-35 кВ	www.eskchel.ru
7.	МУП «ГУК»	Миасский городской округ	ВЛЭП 6 – 10 кВ - 64,74 километра; ВЛ до 1 кВ - 79,67 километра; КЛ 6-10 кВ - 209,59 километра; КЛ до 1 кВ - 244,71 километра; РП - 21 штука; ТП - 197 штук	www.mup-guk.ru
8.	МУП «КЭС»	город Копейск	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.mupkes.ru
9.	МУП «МПОЭ» города Трехгорного	город Трехгорный	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	http://energo.trekhgornyy.ru
10.	МУП «ПОВВ»	Челябинский и Копейский городские округа, Еманжелинский, Коркинский и Сосновский муниципальные районы	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.voda.uu.ru
11.	МУП «ЭТС»	поселки Гончарка, Станционный, Золотая Сопка, ГРЭС Троицкого городского округа	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	www.etstr.ru
12.	ОАО «ЧЭК»	г. Кыштым	ТП 6-10 кВ – 79 штук	http://chek74.ru
13.	ООО «МСК»	г. Магнитогорск	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	http://magsk.ru
14.	ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»	Челябинский, Миасский, Верхнеуфалейский, Троицкий, Кыштымский, Магнитогорский городские округа. Ашинский, Саткинский, Кусинский, Коркинский, Брединский, Карталинский муниципальные районы	подстанций и РП 35 кВ и выше нет	https://prodvizhenie174.ru/
15.	ООО СК «ЭнР»	Катав-Ивановского муниципального района	80 километров КЛ и ВЛ, 17 ТП с общей установленной мощностью более 10 МВА	http://enr-katav.ru/
16.	ООО «УЭСК»	нет данных	нет данных	http://uesk74.ru/
17.	ООО «ЧТСК»	нет данных	нет данных	http://chtsk-74.ru/

18.	ООО «ЮСК»	Еманжелинский, Увельский муниципальные районы, город Южноуральск, город Пласт	ТП 6-10 кВ мощностью 27,7 МВА	http://ooo-usk.okis.ru/
19.	АО «Горэлектросеть» города Магнитогорска	город Магнитогорск	длина ЛЭП общая - 2212,37 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ - 39,23 километра; ЛЭП 35 кВ - 73,8 километра; ЛЭП 6-10 кВ - 922,21 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 1177,13 километра. Трансформаторная мощность подстанций- 1021,99 МВА	http://www.ges-mgn.ru/about/397/
20.	АО «АЗ «Урал»	промышленная площадка АО «АЗ «Урал», микрорайон № 5 Центральной части города Миасса, поселок Заречье, 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	http://old.uralaz.ru/about/raskrytie-informatsii-subektom-estestvennykh-monopoliy-oao-az-ural/
21.	АО «Вишневогорский ГОК»	Челябинская область, Каслинский район, Вишневогорск	длина ЛЭП общая - 14,457 километра. Трансформаторная мощность подстанций - 21,6 МВА	http://vishgok.ru/raskrytie-informacii-oao-vgok-kak-subekta-optovogo-i-rozничnyh-rynkov-elektricheskoy-energii-2017
22.	ПАО «ММК»	Агаповский район, город Магнитогорск	длина ЛЭП общая - 1548,2 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ - 327,066 километра; ЛЭП 35 кВ - 193,7 километра;	http://mmk.ru/for_buyers/list_rdv/list_rdv_electro/index.php

			ЛЭП 10 кВ - 1027,433 километра. Трансформаторная мощность подстанций- 5539,8 МВА	
23.	ОАО «ММК-Метиз»	Орджоникидзевский район города Магнитогорска	длина ЛЭП общая - 29,626 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 286 МВА	http://mmk-metiz.ru/buyers/info/ep/
24.	АО «Оборонэнерго» (Филиал «Уральский»)	Челябинская область, город Карабаш	длина ЛЭП общая - 581,74 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 66,25 МВА	http://oboronenergo.su/documents/disclosure-of-information/
25.	ОАО «РЖД» (Южно- Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»)	Челябинская область	длина ЛЭП общая - 4510,72 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ – 18 километров; ЛЭП 35 кВ – 38 километров; ЛЭП 6(10) кВ - 1960,38 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 2494,34 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 2191,28 МВА	http://www.rzd.ru/ent/public/ru?STRUCTURE_ID=5185&layer_id=5554&id=145#47
26.	ООО «Трансэнерго»	город Снежинск	длина ЛЭП общая - 423,4609 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 0 МВА	http://oaotransenergo.ru/index.php?page=pereдача-elektricheskoy-energii
27.	АО «Челябинское авиапредприятие»	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 подстан- ций - 10,34 МВА	http://cekport.ru/open_info_electro/index.php?phrase_id=105341
28.	АО «ЧЭМК»	город Челябинск	длина ЛЭП общая - 12,46 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 1110 МВА	http://www.chemk.ru/disclosure/dsno2017

29.	ОАО «ЭПМ-ЧЭЗ»	город Челябинск, Челябинский электродный завод	длина ЛЭП общая - 146,27 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 286 МВА	http://energopro.ru/ru/investors/raskrytie_informacii/oao_energoprom___chelj-abinskij_elektrodnyj_zavod_elektroenergija_
30.	ООО «Златэнерготелеком»	в зоне деятельности ООО «Златэнерготелеком» нет населенных пунктов	длина ЛЭП общая - 17,3 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 80 МВА	http://zlattelekom.ru/index.php/раскрытие-информации/раскрытие-2017.html
31.	ООО «ИБК»	Челябинская область, город Миасс	длина ЛЭП общая - 30,79 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 14,66 МВА	http://www.ibkmiass.ru/2015-03-04-12-30-23.html
32.	ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»	г. 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 подстан- ций - 56,396 МВА	https://kaslienergo.ru/potrebitel-yam/raskrytie-informacii-v-sootvetstvii-s-postanovleniem-pravitelstva-rf-ot-21-01-2004-24/
33.	ООО «Механический завод»	на территории Зауральского городского поселения Еманжелинского муниципального района Челябинской области	длина линий электропередач, всего 23,54 километра, в том числе 110 кВ - 12,6 километра. Трансформаторная мощность подстанций- 32 МВА	http://mz-energo.ru/
34.	ООО «Сети и Системы»	город Сатка и город Бакал	длина линий электропередач, всего 1289,24 километра, в том числе 6(10) кВ – 464,45 километра, 0,4 кВ – 824,79 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 67,94 МВА	http://gridsystems.ru/

35.	ООО «СПЭ»	город Челябинск, поселок Новосинеглазово	длина линий электропередач, всего 22,95 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 14,21 МВА	http://spe74.ru/
36.	ООО «ТЭСиС»	город Челябинск, Металлургический район	длина линий электропередач, всего 709,1 километра, в том числе 35 кВ – 12,3 километра, 6(10) кВ – 164,95 километра, 0,4 кВ - 531,85 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 212,24 МВА	http://tesisnet.ru
37.	ООО «УЭС»	город Озерск	длина линий электропередач, всего 108,137 километра, в том числе 110 кВ – 0,435 километра, 35 кВ – 4,5 километра, 6(10) кВ – 88,202 километра, 0,4 кВ – 15 километров. Трансформаторная мощность подстан- ций - 38,2 МВА	http://uesozersk.ru/index.htm
38.	ООО «ЭДС»	Златоустовский и Миасский городские округа	длина линий электропередач - 17,5 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 127,88 МВА	https://zlat-eds.ru/
39.	ООО «Энергетическая компания Алтаир»	город Юрюзань	длина линий электропередач - 144,302 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций 39,15 МВА	эк-альтаир.рф
40.	ООО «Энерготехсервис»	город Челябинск, Ленинский район	длина линий электропередач- 69,23 километра, в том числе 110 кВ - 4,4 километра, 6(10) кВ -	http://ets-stmsh.ru/

			64,03 километра, 0,4 кВ - 0,8 километра. Трансформаторная мощность подстанций, всего 80,0 МВА	
41.	ООО «Эффект ТК»	город Челябинск: Калининский район, Центральный район, Советский район, Курчатовский район. Верхнеуфалейский городской округ: поселок Каменушка, поселок Силач, поселок Пионерный (Н. Уфалей), поселок Иткуль, поселок Черемшанка, поселок Н. Уфалей Центральный микрорайон, город Верхний Уфалей микрорайон «Спартак», город Верхний Уфалей микрорайон Железнодорожников, город Верхний Уфалей	длина линий электропередач - 264,11 километра, в том числе 6(10) кВ - 62,07 километра, 0,4 кВ - 202,04 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 22,42 МВА	http://effect- tk.ru/
42.	ПАО «ЧЗПСН - ПРОФНАСТИЛ»	город Челябинск, Калининский район, северо-восточная промзона	длина линий электропередач - 20,3 километра, в том числе 110 кВ - 4,0 километра, 6(10) кВ - 16,3 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - всего 68,97 МВА	https://xn-- 80ajidrinhdhdbfg. xn-- p1ai/holding/ pao-chzpsn- profnastil/
43.	ФГУП «ПО «Маяк»	город Озерск, район озера Акакуль	длина линий электропередач - 514,5 километра, в том числе 110 кВ - 92,5 километра, 35 кВ - 65,3 километра, 6(10) кВ - 268,3 километра, 0,4 кВ - 88,4 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 509,96 МВА	http://www.po- mayak.ru/

44.	ФГУП «ПСЗ»	город Трехгорный, промзона ФГУП «ПСЗ».	длина линий электропередач - 99,72 километра, в том числе 110 кВ - 9,8 километра, 35 кВ - 12,75 километра, 6(10) кВ - 77,17 километра	http://energo.imf.ru/
45.	ООО «АЭС «Инвест»	Ашинский муниципальный район, Усть-Катавский городской округ, Карталинский муниципальный район, Кыштымский городской округ, Нязепетровский муниципальный район, Каслинский муниципальный район, Брединский муниципальный район, Агаповский муниципальный район, Кизильский муниципальный район, Варненский муниципальный район, Карабашский городской округ, Троицкий муниципальный район, Южноуральский городской округ, Пластовский муниципальный район, Миасский городской округ, Чебаркульский муниципальный район, Уйский муниципальный район, Копейский городской округ, Коркинский муниципальный район, Еткульский муниципальный район Еманжелинский муниципальный район, Челябинский городской округ	длина линий электропередач - 5842,495 километра, в том числе 35 кВ - 17,3 километра, 6(10) кВ - 386,77 километра, 0,4 кВ - 550,75 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 795,083 МВА	http://aes-i.ru/
46.	ММПКХ	город Озерск	длина линий электропередач -	http://ozerskres.ru/rsinfomainm

			923,925 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 171,403 МВА	enu
47.	ООО «АТЭК74»	Сосновский и Красноармейский муниципальные районы; г. Челябинск: Курчатовский район, Центральный район, Ленинский район, Калининский район	длина линий электропередач - 21,17 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 16,57 МВА	http://xn--74-6kc4bzb1d.xn--p1ai/atk74.pф
48.	ООО «КЕММА»	город Челябинск, промзона ЧМК, город Миасс	длина линий электропередач - 15,8 километра, в том числе 110 кВ - 9,3 километра, 6(10) кВ - 6,5 километра Трансформаторная мощность подстан- ций - 32 МВА	http://www.kemma.ru/
49.	ООО «Металлстрой»	город Челябинск: поселок Смолино ТП 5170; ул. Линейная, 65 (ИП Задорожный); ул. Молдавская, 16 (ООО «Адреналин»); Комсомольский проспект, 65 (ООО «Астроб»); ул. Телеграфная, 11 (ООО «Канцбюро»); Троицкий тракт, 74 (ООО УК «КОМСЕРВИС»); ул. 1-я Потребительская, 17 (ЗАО «Предприятие по МТС «Урал»); территория Чебаркульского муниципального района Челябинской области: поселок Малково, ТП-497П; поселок Непряхино, ТП-310П	длина линий электропередач - 30 километров. Трансформаторная мощность подстан- ций - 10,825 МВА	https://sk-metallstroy.jimdo.com/
50.	ООО «ОЭСК-Челябинск»	Чебаркульский, Аргаяшский и Кыштымский	длина линий электропередач - 30,57 километра,	http://oesk74.ru/

		муниципальные районы, город Челябинск: Металлургический район, Советский район, Центральный район, Курчатовский район, Ленинский район, Тракторозаводский район, Калининский район	в том числе 35 кВ - 4,13 километра, 6(10) километра - 18,02 километра, 0,4 кВ - 8,42 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 26,92 МВА	
51.	ООО «ТДК»	город Златоуст (район Златмаш); поселок Уржумка Златоустовского городского округа; поселок Балашиха Златоустовского городского округа; поселок Айский	длина линий электропередач - 461,22 километра, в том числе 6(10) кВ - 22 километра, 0,4 кВ - 439,22 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 57,6 МВА	http://tdk174.ru/
52.	ООО «ТЕХНОСЕРВИС- ПЭ»	город Челябинск, Ленинский район	длина линий электропередач - 110,26 километра, в том числе 35 кВ - 2,8 километра, 6(10) кВ - 25,79 километра, 0,4 кВ - 81,67 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 21,275 МВА	http://tehnoservis- p.ru/raskrytie- informatsii/
53.	АО «Трансэнерго»	информация о перечне зон деятельности сетевой организации не опубликована	длина линий электропередач, всего 127,31 километра. Трансформаторная мощность подстанций, всего 10,745 МВА	http://transenerg .ru/
54.	ООО «Электро ТК»	город Челябинск: Ленинский район, Тракторозаводский район, Калининский район, Курчатовский район, Центральный район (СНТ «Мичуринец», СНТ «Вишневы», СНТ «Петушок»), СНТ «Малиновка», Сосновский район, поселок Федоровка, город Кыштым:	длина линий электропередач - 79,28 километра в том числе 35 кВ - 0,12 километра, 6(10) кВ - 36,19 километра, 0,4 кВ - 42,97 километра. Трансформаторная мощность подстан- ций - 19,8 МВА	http://electro- tk.ru/

	район Нижний Кыштым		
--	---------------------	--	--

На территории Челябинской области представлены следующие основные сбытовые компании:

публичное Акционерное общество «Челябэнергосбыт» (далее именуется – ПАО «Челябэнергосбыт»);

ООО «Магнитогорская энергетическая компания» (далее именуется – ООО «МЭК»).

Кроме вышеперечисленных сбытовых компаний, на территории Челябинской области имеются следующие ЭСО:

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

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

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

открытое акционерное общество «Челябинский электрометаллургический комбинат» (далее именуется – ОАО «ЧЭМК»);

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

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

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 «Челябинское управление Энерготрейдинга» (далее именуется – ООО «Челябинское управление Энерготрейдинга»);

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»);

общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд», г.Екатеринбург (далее именуется – Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд», г.Екатеринбург);

публичное акционерное общество «Мосэнергосбыт» (далее именуется – ПАО «Мосэнергосбыт»);

публичное акционерное общество «Фортум» (далее именуется – ПАО «Фортум»);

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

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:

ПАО «Челябэнергосбыт»;

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 3.

Таблица 3

Динамика потребления электроэнергии в Челябинской области
за последние пять лет

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	За 5 лет
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	35 757	36 141	35 696	35 150	35 287	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	-476	384	-445	-546	137	-470
Прирост, процентов	-1,3	1,1	-1,2	-1,5	0,4	-1,3

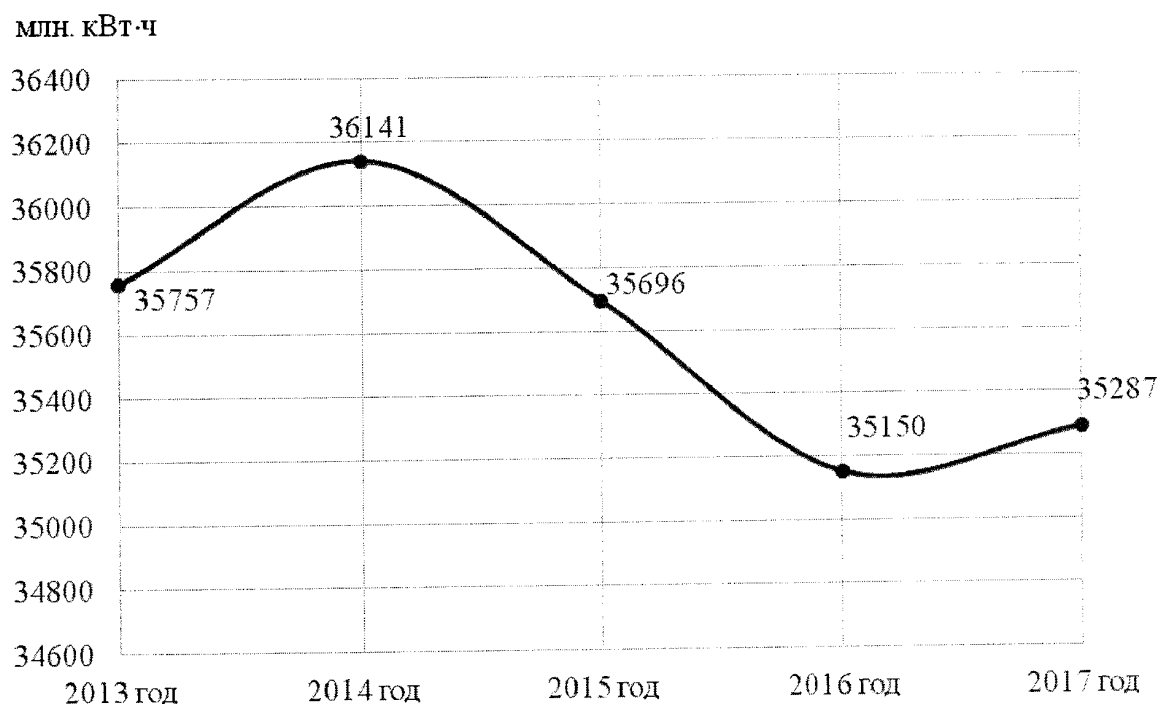
Потребление электроэнергии энергосистемой за 2017 год составило 35287 млн. кВт·ч, что на 137 млн. кВт·ч, или на 0,4 процента выше, чем в 2016 году.

Суммарно за последние 5 лет потребление электроэнергии в Челябинской области уменьшилось на 470 млн. кВт·ч, или на 1,3 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 приведена в таблице 4.

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 2016 года):

- обрабатывающие производства (54,1 процента),
- потребление населением (9,6 процента),
- потери в электросетях (8,7 процента),
- производство и распределение электроэнергии, газа и воды (8,4 процента),
- транспорт и связь (6,4 процента).

Таблица 4

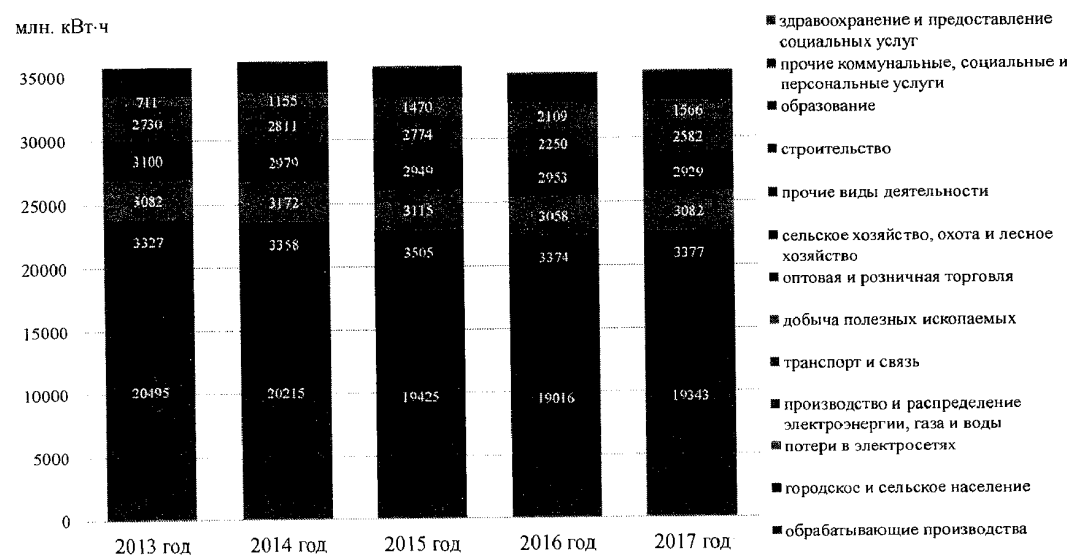
Структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за последние пять лет

Показатель		2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год*	
		млн. кВт·ч	в процентах к итогу	млн. кВт·ч	в процентах к итогу	млн. кВт·ч	в процентах к итогу	млн. кВт·ч	в процентах к итогу	млн. кВт·ч	в процентах к итогу
Потреблено электроэнергии, всего		35757,0	100,0	36141,0	100,0	35696,0	100,0	35150,0	100,0	35287,0	100,0
в том числе	добыча полезных ископаемых	710,7	2,0	1154,8	3,2	1470,0	4,1	2109,0	6,0	1566,0	4,4
	обрабатывающие производства	20495,3	57,3	20214,9	55,9	19425,2	54,4	19016,2	54,1	19343,4	54,8
	производство и распределение электроэнергии, газа и воды	3100,3	8,7	2979,3	8,2	2949,1	8,3	2952,6	8,4	2929,4	8,3
	сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	449,5	1,3	504,9	1,4	526,8	1,5	492,1	1,4	502,6	1,4
	строительство	266,1	0,7	270,3	0,7	253,3	0,7	246,1	0,7	253,8	0,7
	оптовая и розничная торговля			601,4	1,7	640,7	1,8	632,7	1,8	618,6	1,8
	транспорт и связь	2729,9	7,6	2810,9	7,8	2773,7	7,8	2249,6	6,4	2581,6	7,3
	образование	-	-	276,4	0,8	268,1	0,8	246,1	0,7	260,6	0,7
	здравоохранение и предоставление социальных услуг	-	-	182,8	0,5	174,2	0,5	175,8	0,5	175,7	0,5
	прочие коммунальные, социальные и персональные услуги	293,3	0,8	263,9	0,7	232,3	0,7	210,9	0,6	233,0	0,7
	прочие виды деятельности	1303,6	3,6	350,9	1,0	362,6	1,0	386,7	1,1	363,1	1,0
	городское и сельское население	3326,7	9,3	3358,3	9,3	3504,6	9,8	3374,4	9,6	3377,0	9,6
	потери в электросетях	3081,6	8,6	3172,2	8,8	3115,4	8,7	3058,1	8,7	3082,3	8,7

* Представлена оценочная структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за 2017 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 2017 года.

Рисунок 5

Суточные зимние графики нагрузки энергосистемы Челябинской области

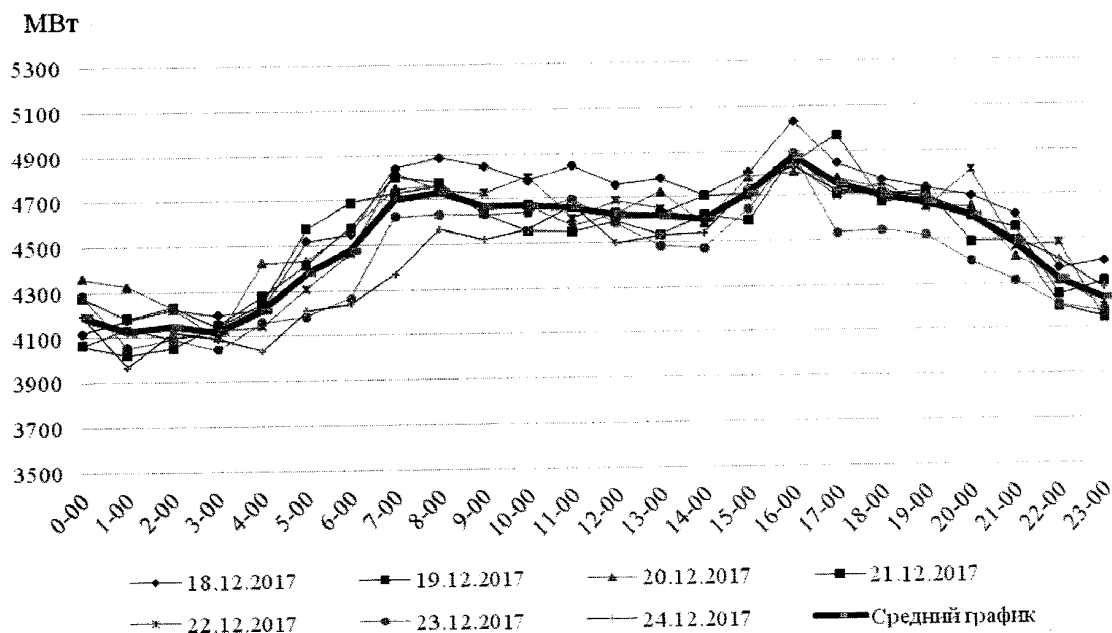
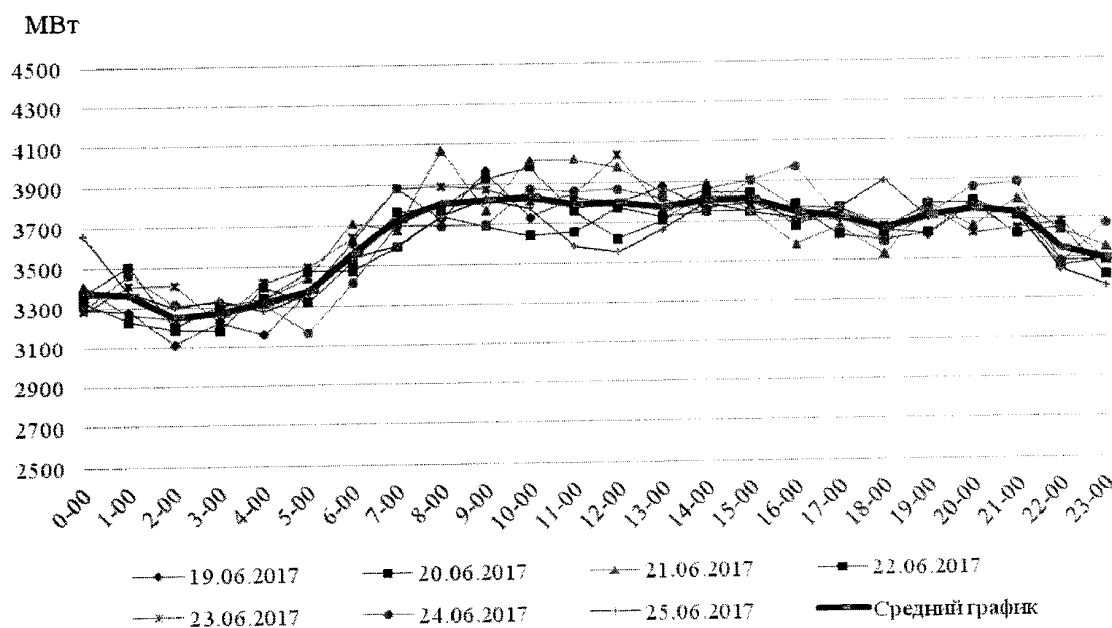


Рисунок 6

Суточные летние графики нагрузки энергосистемы Челябинской области



Среднее значение плотности нагрузки для зимнего периода составляет 0,922, для летнего периода – 0,916 (плотность графика нагрузки определяется

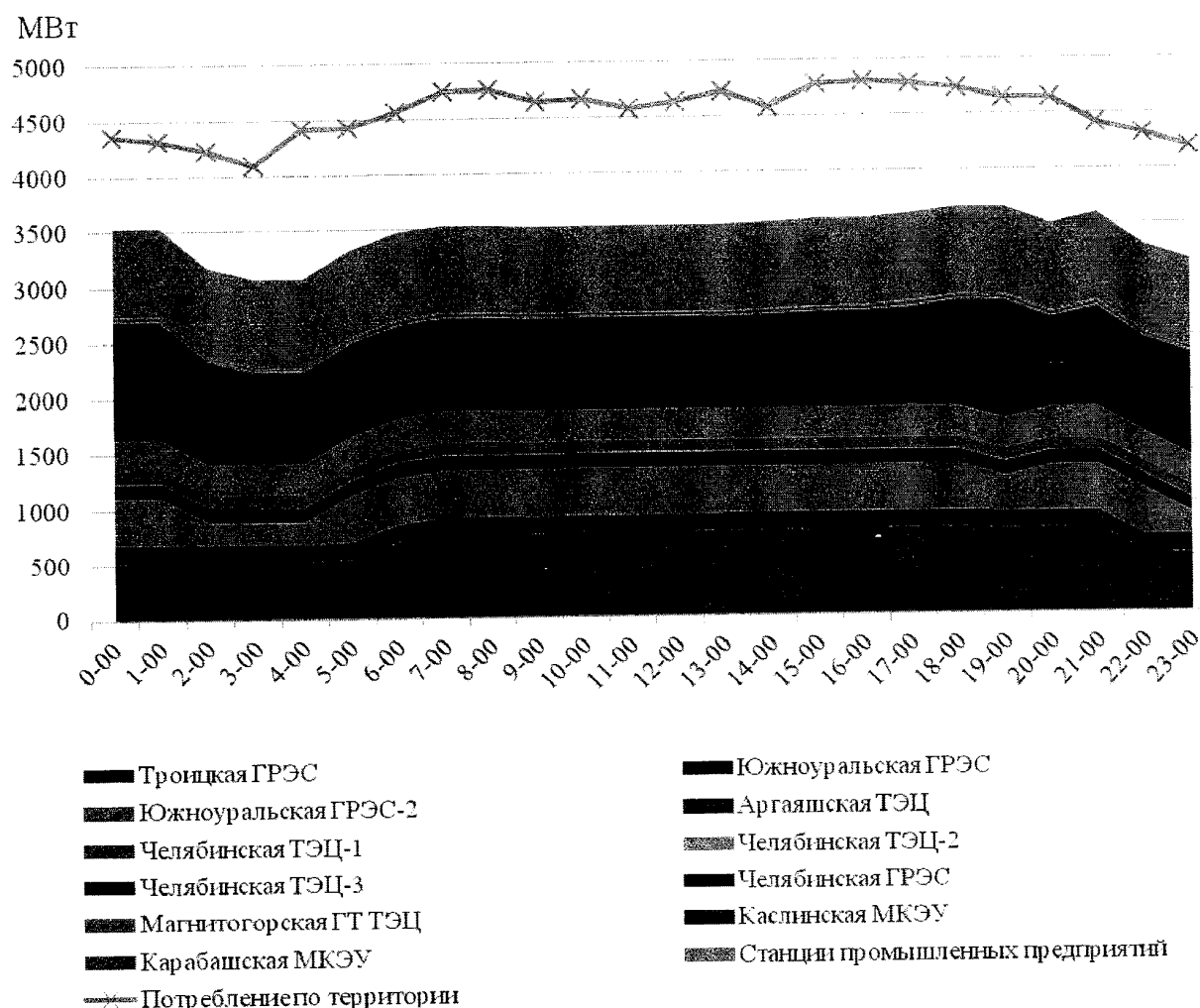
как $R_{\text{ср}}/R_{\text{макс}}$, где $R_{\text{ср}}$ – среднесуточная нагрузка, $R_{\text{макс}}$ – максимальная нагрузка).

Среднее значение коэффициента неравномерности графика нагрузки для зимнего периода составляет 0,831, для летнего периода – 0,809 (коэффициент неравномерности графика нагрузки определяется как $R_{\text{мин}}/R_{\text{макс}}$, где $R_{\text{мин}}$ – минимальная нагрузка, $R_{\text{макс}}$ – максимальная нагрузка).

На рисунке 7 представлен график покрытия нагрузки станциями энергосистемы Челябинской области в день зимнего контрольного замера 2017 года (20 декабря).

Рисунок 7

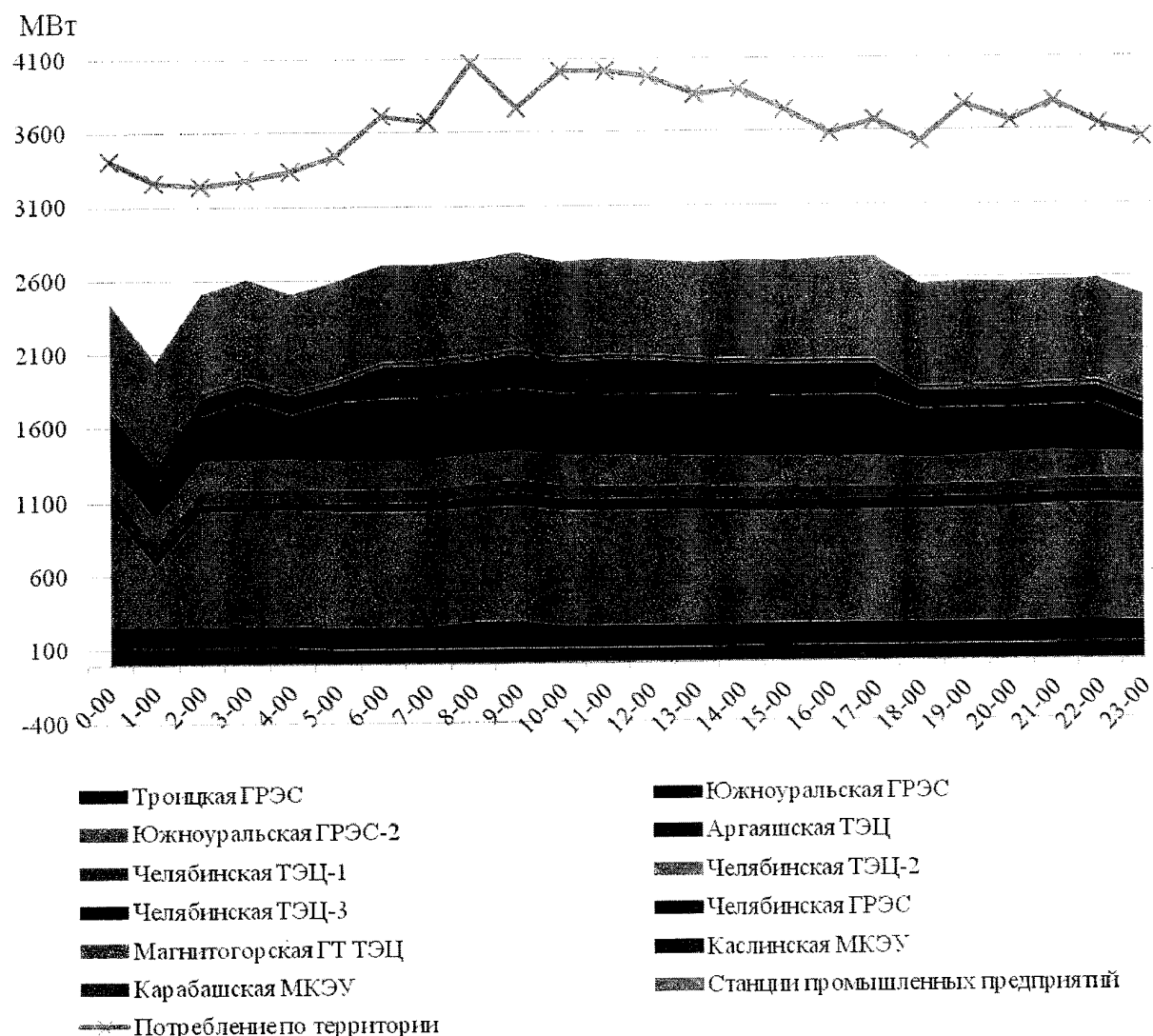
График покрытия нагрузки станциями энергосистемы Челябинской области в день зимнего контрольного замера 2017 года



На рисунке 8 представлен график покрытия нагрузки станциями энергосистемы Челябинской области в день летнего контрольного замера 2017 года (21 июня).

Рисунок 8

График покрытия нагрузки станциями энергосистемы Челябинской области в день летнего контрольного замера 2017 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 5. В таблице не представлен ряд данных ввиду отсутствия статистической информации по данным потребителям.

Таблица 5

**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)				
	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
ПАО «ММК»	4889,3(13,7)/ 939,3(18,2)	5432,8(15)/ 979,1(18,7)	5553,9(15,6)/ 913,5(17,7)	7554,7(21,5)/ 967,8(18,9)	нет данных (далее именуется - н/д)
АО «ЧЭМК»	3891(10,9)/ 473(9,2)	3720(10,3)/ 457(8,7)	3941(11)/ 479(9,3)	3534(10,1)/ 456(8,9)	3668(10,4)/ 464(9,2)
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	н/д	2186,7(6,1)/ 354(6,7)	н/д	н/д	2102,3(6)/ 346(6,9)
ПАО «Челябинский цинковый завод»	767,9(2,1)/ 103,6(2)	764,6(2,1)/ 100(1,9)	771,5(2,2)/ 101,3(2)	753,4(2,1)/ 100,8(2)	779,2(2,2)/ 104,6(2,1)
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	283,7(0,8)/ 49,5(1)	318,3(0,9)/ 54,2(1)	301(0,8)/ 53,5(1)	272(0,8)/ 49,3(1)	296(0,8)/ 50,8(1)
ФГУП «ПО «Маяк»	322(0,9)/ 49,7(1)	323(0,9)/ 50,4(1)	321(0,9)/ 48,3(0,9)	324(0,9)/ 48(0,9)	323(0,9)/ 48,5(1)
ПАО «Ашинский металлургический завод»	522,1(1,5)/ 83,7(1,6)	570,7(1,6)/ 96,4(1,8)	588,4(1,6)/ 97,1(1,9)	590,2(1,7)/ 93,2(1,8)	612,1(1,7)/ 94(1,9)
АО «Михеевский ГОК»	-	н/д/ 3,2(0,1)	416,1(1,2)/ 84(1,6)	762(2,2)/ 80(1,6)	н/д

8. Динамика изменения максимума нагрузки за последние пять лет.

Отчетная динамика изменения максимума нагрузки в Челябинской области за последние пять лет приведена в таблице 6.

Таблица 6

**Динамика изменения максимума нагрузки в Челябинской области
за последние пять лет**

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	За 5 лет
Собственный максимум нагрузки, МВт	5150	5249	5158	5113	5032	5249
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-291	99	-91	-45	-81	-118
Прирост, процентов	-5,3	1,9	-1,7	-0,9	-1,6	-2,3

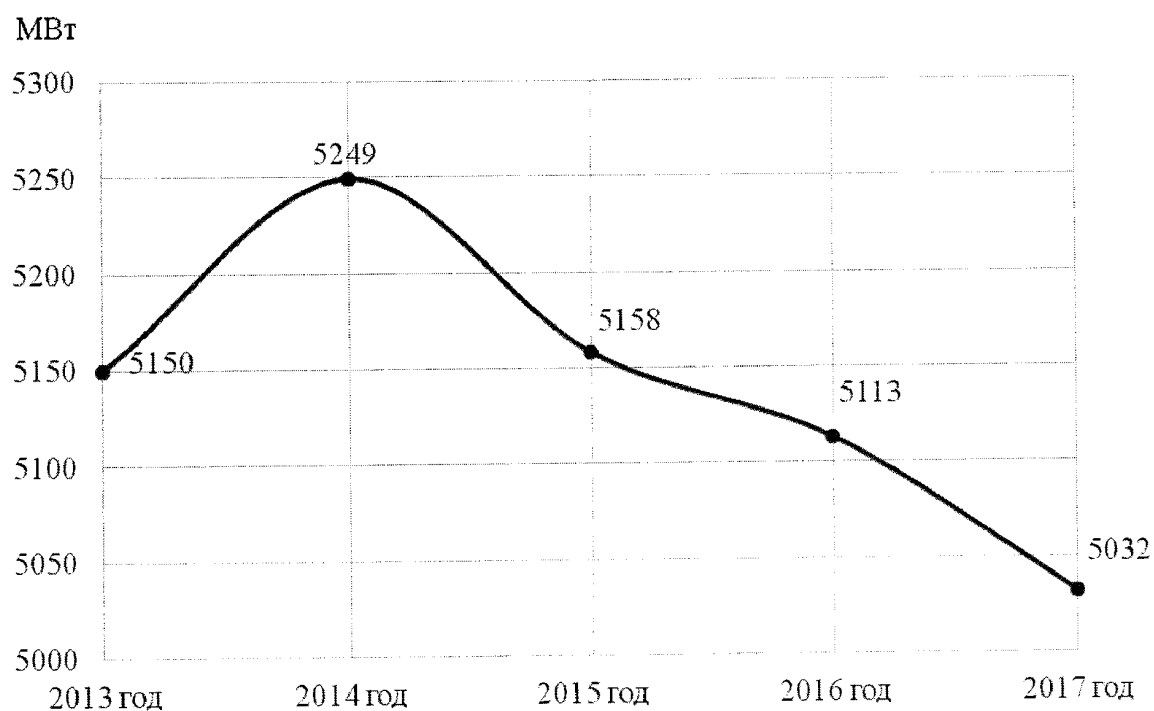
За 2017 год собственный максимум нагрузки энергосистемы составил 5032 МВт, что на 81 МВт, или на 1,6 процента меньше, чем в 2016 году.

Суммарно за последние пять лет собственный максимум нагрузки энергосистемы Челябинской области уменьшился на 118 МВт, или на 2,3 процента.

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

Рисунок 9

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы
Челябинской области за последние пять лет



Динамика изменения максимума нагрузки по наиболее крупным энергорайонам и энергоузлам энергосистемы Челябинской области за последние 5 лет представлена в таблице 7.

Таблица 7

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

Энергорайон	2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год	
	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
Всего по Челябинской области	5150,0	4046,5	5249,0	4232,7	5158,0	4114,4	5113,0	4137,6	5032,0	4039,0
Всего по энергорайонам	4913,3	4012,5	4473,7	3614,8	4626,8	3678,0	4126,4	3584,0	4650,2	3556,2
в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	659,1	492,2	637,8	371,0	607,2	487,3	585,3	434,1	551,9	447,0
в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ашинский энергоузел	71,5	53,4	69,2	40,2	65,9	52,9	145,4	113,7	140,5	113
Миасско-Чебаркульский энергоузел	241,2	180,1	233,4	135,8	222,2	178,3	197,6	146,2	203,6	152,3
Карталинский энергорайон	168,7	107,1	139,5	143,1	209,4	77,7	135,0	88,4	149,7	76,0
Магнитогорский энергорайон	1469,4	1285,6	1289,5	1327,9	1551,9	1239,0	1102,4	1199,8	1281,9	1116,0
Челябинский энергорайон	2240,1	1860,6	2033,5	1505,4	1903,8	1623,0	1956,7	1629,7	1905,1	1603,5
в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Металлургический энергоузел	377,1	313,2	342,3	253,4	320,5	273,2	385,0	323,6	361,5	312,0
Сосновский энергоузел	188,6	156,6	171,2	126,7	188,2	121,3	204,6	138,3	207,7	139,0
Узел ЧГРЭС	211,7	175,8	192,2	142,3	179,9	153,4	294,3	219,6	176,2	127,0
Узел ЧТЭЦ-1	384,1	319,0	348,6	258,1	326,4	278,3	383,9	259,1	345,2	269,0
Узел ЧТЭЦ-2	77,5	64,4	70,4	52,1	65,9	56,2	79,1	111,6	72,3	60,0
Узел ЧЭМК	410,0	402,0	424,0	394,0	498,0	424,0	422,0	388,0	514,2	562,0
Северный энергорайон	376,0	267,0	373,4	267,4	354,5	251,0	347,0	232,0	336,0	231,0
Троицкий энергорайон*	-	-	-	-	-	-	148,8	66,7	132,4	48,0
Еманжелинский узел*	-	-	-	-	-	-	128,7	101,9	152,7	110,0

* Троицкий энергорайон и Еманжелинский узел были отдельно выделены в 2016 году, ретроспективные данные за 2013-2015 годы отсутствуют.

В таблице 8 представлены данные по загрузке ПС 500 и 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, расположенных в энергосистеме энергосистемы Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 8

Динамика изменения нагрузки ПС 500 и 220 кВ за последние 5 лет, МВт

Наименование ПС	Мощность трансформаторов, МВА	Загрузка, процентов от номинальной мощности				
		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
ПС 500 кВ Кропачево	250 /AT1/	29,4	27,0	24,6	12,8	15,6
	250 /AT2/	29,6	27,2	22,7	12,8	15,6
ПС 500 кВ Приваловская	250 /AT1/	41,7	38,6	32,4	37,2	37,9
ПС 500 кВ Златоуст	250 /AT1/	30,6	46,4	35,5	42,8	41,8
	250 /AT2/	46,0	33,3	26,5	35,2	34,9
	250 /AT3/	35,4	32,1	27,6	33,2	32,4
ПС 500 кВ Смеловская	3x267 /ATГ1/	31,2	33,1	19,8	34,8	33,5
	200 /AT3/	60,3	48,8	43,0	49,0	46,9
ПС 500 кВ Магнитогорская	3x267 /ATГ1/	39,2	40,3	23,4	40,0	21,7
	3x267 /ATГ2/	30,6	31,4	21,5	27,5	19,7
ПС 500 кВ Шагол	3x167 /ATГ3/	44,9	38,0	31,3	38,5	38,7
	3x167 /ATГ4/	41,9	36,3	0	34,9	36,5
	250 /AT1/	42,0	34,7	24,2	36,8	33,4
	250 /AT2/	63,5	33,3	47,6	56,8	57,1
ПС 500 кВ Козырево	3x267 /ATГ3/	30,7	29,5	35,7	48,0	24,2
	3x267 /ATГ4/	40,5	39,0	45,9	47,5	30,5
	200 /AT1/	51,7	40,1	38,2	24,0	47,6
	200 /AT2/	52,2	40,5	38,7	30,7	48,3
ПС 220 кВ Новометаллургическая	250 /AT1/	18,7	20,4	12,8	28,5	22,4
	250 /AT2/	18,6	20,5	13,1	28,0	21,8
ПС 220 кВ Исаково	200 /AT1/	64,8	45,7	53,1	57,5	56,3
	180 /AT2/	54,4	37,1	47,7	55,6	57,2
ПС 220 кВ Чебаркуль	250 /AT1/	36,2	32,6	36,6	43,2	43,2
	240 /AT2/	29,3	19,1	25,5	30,0	29,6
ПС 220 кВ Мраморная	125 /AT1/	55,7	48,0	33,5	44,0	44,4
	125 /AT2/	56,0	47,9	33,7	43,2	43,3
ПС 220 кВ Кунашак	63 /AT2/	30,4	17,5	33,7	36,5	34,8
ПС 220 кВ КС 19	32 / T1	4,0	3,9	4,0	0,0	0,0
	32 / T2	4,0	3,9	4,0	0,0	0,0
ПС 220 кВ Карталы 220	125 /AT1/	0	7,7	0	0,0	0,0
	200 /AT2/	29,9	6,6	33,9	50,0	55,2

9. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология) от электростанций и котельных основным группам потребителей за последние 5 лет.

Общая характеристика сферы теплоснабжения Челябинской области.

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. Из 285 муниципальных образований Челябинской области (городских округов, городских и сельских поселений) 234 поселения имеют системы централизованного теплоснабжения.

Большинство систем теплоснабжения Челябинской области изолированы и не имеют межсистемных теплосетевых связей.

На территории Челябинской области с целью обеспечения теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым сетям централизованных систем теплоснабжения, функционирует 1543 источника тепловой энергии с установленной тепловой мощностью 20355 Гкал/час.

По состоянию на 1 июля 2016 года, по данным службы по государственному регулированию цен и тарифов в сфере теплоснабжения, на территории Челябинской области действуют 360 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 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 электроэнергии и 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 2012-2017 годы в Челябинской области в конечном потреблении, структурированная по видам экономической деятельности, представлена в таблице 9 и на рисунке 10.

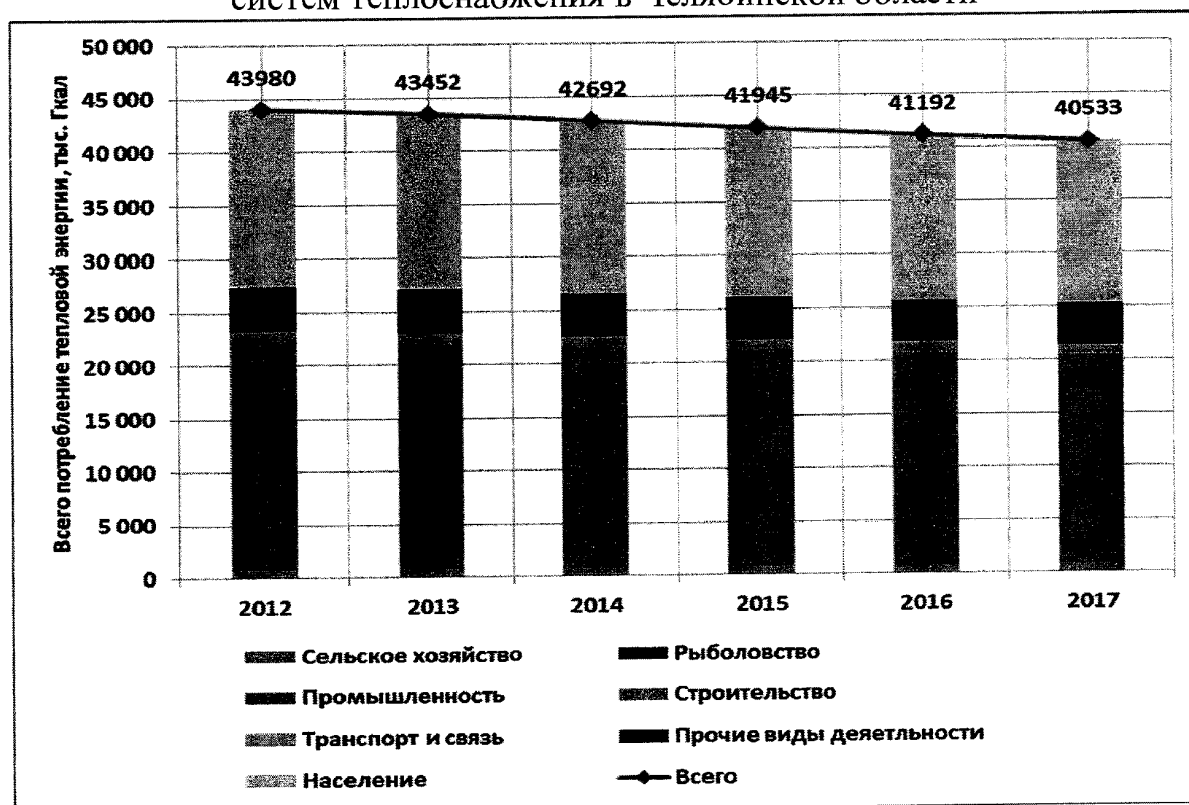
Таблица 9

Динамика изменения потребления тепловой энергии из централизованных систем теплоснабжения 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
2012	43980	-2,3	778	1	21456	524	545	4141	16546
2013	43452	-1,2	769	1	21199	518	538	4091	16347
2014	42692	-1,8	756	1	20828	509	529	4019	16061
2015	41945	-1,7	743	1	20464	500	520	3949	15780
2016	41192	-1,8	725	1	20089	491	511	3878	15497
2017	40533	-1,6	713	1	19768	483	503	3816	15249

Рисунок 10

Структура и динамика потребления тепловой энергии из централизованных систем теплоснабжения в Челябинской области



Как и на всей территории Российской Федерации, в течение последних лет спрос на тепловую энергию в конечном потреблении из централизованных систем теплоснабжения в Челябинской области снижается. Для Челябинской области среднее за 5 лет снижение потребления тепловой энергии составило

1,2 процентных пункта в год, а потребление тепловой энергии сократилось с 43980 тыс. Гкал в 2012 году до 40533 тыс. Гкал в 2017 году, или на 7,8 процента.

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

«промышленность» (49 процентов в 2017 году);

«население» (37,6 процента в 2017 году).

Изменения за предшествующую пятилетку в структуре потребления тепловой энергии в основном были сосредоточены в потреблении тепловой энергии в промышленности и населением. По данным 2017 года, сокращение потребления тепловой энергии в промышленности составило 321 тыс. Гкал, или 1,6 процента от уровня 2016 года. Сокращение потребления тепловой энергии населением составило 248 тыс. Гкал, или те же 1,6 процентных пункта.

Территориальное распределение потребления тепловой энергии по поселениям Челябинской области и динамика его изменения приведены в таблицах 10 – 11.

Таблица 10

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

Городские округа	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Златоустовский городской округ	2658	2605	2553	2497	2497
Карабашский городской округ	179	175	176	170	170
Копейский городской округ	1119	1097	1087	1067	1067
Локомотивный городской округ	69	68	69	68	68
Миасский городской округ	2051	2010	1970	1935	1935
Озерский городской округ	2148	2105	2063	2026	2026
Снежинский городской округ	1164	1141	1118	1053	1053
Трехгорный городской округ	809	793	787	773	773
Троицкий городской округ	545	534	523	520	520
Усть-Катавский городской округ	367	360	353	347	347
Чебаркульский городской округ	335	328	329	323	323
Южноуральский городской округ	789	773	773	721	721
Верхнеуфалейский городской округ	580	568	557	547	547
Кыштымский городской округ	727	712	698	685	685
Магнитогорский городской округ	8017	7857	7700	7555	7555
Челябинский городской округ	14702	14408	14120	13911	14065
Всего городские округа	36259	35534	34876	34198	34352
Отопление	23024	22848	22809	22776	22878
Вентиляция	3988	3909	3836	3762	3779
Горячее водоснабжение	4835	4798	4790	4783	4804
Технология	4411	3979	3441	2877	2890

Таблица 11

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

Муниципальные районы	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Агаповский муниципальный район	215,9	215,9	212,2	208,6	208,6
Аргаяшский муниципальный район	156	155	156	153	158
Ашинский муниципальный район	630	626	615,8	600	613
Брединский муниципальный район	79	79	72	72	72
Варненский муниципальный район	73	73	68	67	67
Верхнеуральский муниципальный район	126	125	124,8	124,7	135
Верхнеуфалейский муниципальный район	568	565	355	354,6	354,6
Еманжелинский муниципальный район	372	370	421,7	421,2	426
Еткульский муниципальный район	127	126	130,2	130	132
Карталинский муниципальный район	173	172	175,9	175,7	158
Каслинский муниципальный район	296	294	302,1	288	280
Катав-Ивановский муниципальный район	278	276	285	276	276
Кизильский муниципальный район	54	54	54,3	54	54
Коркинский муниципальный район	532	529	541,2	530	536
Красноармейский муниципальный район	172	171	174,8	172	172
Кунашакский муниципальный район	120	119	122,9	121	121
Кусинский муниципальный район	214	213	217,4	215	215
Кыштымский муниципальный район	800	795	815,9	810	810
Нагайбакский муниципальный район	109	108	111,7	111	111
Нязепетровский муниципальный район	91	90	94,1	94	94
Октябрьский муниципальный район	40	40	40,2	40,1	40,1
Пластовский муниципальный район	134	133	137,4	137,3	145
Саткинский муниципальный район	865	860	880,7	879,9	886
Сосновский муниципальный район	291	289	297,7	297,4	297,4
Троицкий муниципальный район	59	59	59,2	59,2	59,2
Увельский муниципальный район	249	248	254,7	254,4	254,4
Уйский муниципальный район	123	122	125,7	125,6	125,6
Чебаркульский муниципальный район	141	140	144,3	144,1	144,1
Чесменский муниципальный район	78	78	78,5	78,4	78,4
Всего по муниципальным районам	7166	7125	7069,4	6994,2	7023,4
Отопление	5661	5629	5585	5525	5548
Вентиляция	358	356	353	350	351
Горячее водоснабжение	1147	1140	1131	1119	1124
Технология	0	0	0	0	0
Всего по Челябинской области	43425	42659	41945,4	41192,2	41375,4
Отопление	28686	28477	28394	28301	28427
Вентиляция	4347	4265	4190	4111	4130
Горячее водоснабжение	5982	5938	5921	5902	5928
Технология	4411	3979	3441	2877	2890

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 84 процентов всего потребления тепловой энергии в Челябинской области. А в городских округах 61 процент от всего потребления тепловой энергии сосредоточен в Челябинском и Магнитогорском городских округах.

Потребление тепловой энергии в муниципальных районах Челябинской области составляет 17 процентов всего потребления тепловой энергии в Челябинской области, и это потребление распределено на обширной территории с 1078 поселениями и тепловой нагрузкой низкой плотности.

Структура потребления тепловой энергии на территории Челябинской области с 2013 года изменялась незначительно.

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 этих данных показывает, что максимальный спрос на тепловую энергию (тепловая нагрузка 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 актуализированного СНиП «Строительная климатология» (СНиП 23-01-99) (утвержден приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 30.06.2012 № 275 и введен в действие с 01.01.2013), где применены новые данные о расчетной температуре наружного воздуха для проектирования теплозащиты зданий и проектирования систем отопления и вентиляции.

В таблице 12 приведены данные спроса на тепловую мощность, установленные по договорным тепловым нагрузкам, скорректированным на достигнутый максимум тепловых нагрузок в отопительный период 2013-2017 годов для городских округов Челябинской области. В таблице 13 приведены аналогичные данные (по договорным тепловым нагрузкам) для муниципальных районов.

Таблица 12

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

Городские округа	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Златоустовский городской округ	674	676	678	680	685

Карабашский городской округ	44	42	42	42	42
Копейский городской округ	318	320	322	324	325
Локомотивный городской округ	24	24	24	24	24
Миасский городской округ	554	582	594	596	597
Озерский городской округ	540	538	536	534	534
Снежинский городской округ	338	334	330	326	325
Трехгорный городской округ	214	208	202	196	196
Троицкий городской округ	140	138	126	124	123
Усть-Катавский городской округ	98	96	94	92	92
Чебаркульский городской округ	92	94	96	98	97
Южноуральский городской округ	144	146	148	150	150
Верхнеуфалейский городской округ	164	168	164	160	161
Кыштымский городской округ	188	190	192	194	193
Магнитогорский городской округ	2365,9	2413,5	2462,4	2512,4	2513
Челябинский городской округ	3267,1	3454,9	3582,5	3698,3	3697
Всего городские округа	9165	9424,4	9592,9	9750,7	9754
Темп роста, процентов	1,01	2,83	1,79	1,64	0,03

Таблица 13

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

Муниципальные районы	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Агаповский муниципальный район	51,5	51,3	51,1	50,9	50,7
Аргаяшский муниципальный район	39,6	39,4	39,2	39	38
Ашинский муниципальный район	160,4	157,7	155	152,4	153
Брединский муниципальный район	16,8	15,7	14,7	13,8	14
Варненский муниципальный район	16,4	16,3	16,2	16,1	16
Верхнеуральский муниципальный район	29,6	29,2	28,8	28,4	29
Верхнеуфалейский муниципальный район	82	79,5	77,1	74,8	75
Еманжелинский муниципальный район	105,5	104,6	103,7	102,8	103
Еткульский муниципальный район	31	30,9	30,8	30,7	31
Карталинский муниципальный район	43	42,6	42,2	41,8	40
Каслинский муниципальный район	71,1	70,1	69,1	68,1	63
Катав-Ивановский муниципальный район	69,2	68,9	68,6	68,3	65
Кзыльский муниципальный район	13,4	13,3	13,2	13,1	13
Коркинский муниципальный район	133,9	130,6	127,3	124,1	124
Красноармейский муниципальный район	38,3	38,1	37,9	37,7	38
Кунашакский муниципальный район	31	30,9	30,8	30,7	29
Кусинский муниципальный район	46	45,8	45,6	45,4	45
Кыштымский муниципальный район	184,1	181,5	179	176,5	177
Нагайбакский муниципальный район	27,5	27,4	27,3	27,2	27
Нязепетровский муниципальный район	22,2	22,1	22	21,9	22
Октябрьский муниципальный район	10,1	10,1	10,1	10,1	10
Пластовский муниципальный район	34,5	34,1	33,7	33,3	33
Саткинский муниципальный район	172,7	169,4	166,2	163	161
Сосновский муниципальный район	69,2	68,9	64,5	64,2	64
Троицкий муниципальный район	12,9	12,8	12,7	12,6	11
Увельский муниципальный район	64,4	64,1	63,8	63,5	63
Уйский муниципальный район	30,2	30,1	30	29,9	30

Чебаркульский муниципальный район	36,4	36,3	36,2	36,1	35
Чесменский муниципальный район	18,9	18,8	18,7	18,6	19
Всего по муниципальным районам	1661,8	1640,5	1615,5	1595	1578,7
Темп роста, процентов	-1,6	-1,3	-1,5	-1,3	-1,02
Всего по Челябинской области	10826,8	11064,9	11208,4	11345,7	11332,7
Темп роста, процентов	0,6	2,2	1,3	1,22	-0,11

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);

снижение спроса на тепловую энергию (потребления тепловой энергии);

снижение числа часов использования установленной тепловой мощности.

Максимальный прирост тепловой нагрузки зарегистрирован в Челябинском и Магнитогорском городских округах, 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 2013 – 2017 годы составил около 500 Гкал/час. При этом средний прирост тепловой нагрузки составил около 1,04 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 10601,9 Гкал/час и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов турбоагрегатов в 6419,4 Гкал/час (таблица 14).

Таблица 14

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

Наименование	Мощность	2017 год
Троицкая ГРЭС	всего	315
	турбоагрегаты	315
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 ГРЭС	всего	850
	турбоагрегаты	450
Аргаяшская ТЭЦ	всего	576
	турбоагрегаты	576
Магнитогорская ГТ ТЭЦ	всего	80
	турбоагрегаты	40
Магнитогорская ТЭЦ ПАО «ММК»	всего	360
	турбоагрегаты	360
Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»	всего	665
	турбоагрегаты	465
ТЭЦ ПВС-1 ПАО «ММК»	всего	125,5
	турбоагрегаты	125,5
ТЭЦ ПВС-2 ПАО «ММК»	всего	1185,9
	турбоагрегаты	1185,9
ТЭЦ Паросилового цеха ПАО «ММК»	всего	120
	турбоагрегаты	120
ТЭЦ Коксохимического производства ПАО «ММК»	всего	23
	турбоагрегаты	23
Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «ММЗ»)	всего	366
	турбоагрегаты	66
ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	всего	575
	турбоагрегаты	175
ТЭЦ ОАО «Комбинат Магnezит»	всего	23,7
	турбоагрегаты	23,7
ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода	всего	408
	турбоагрегаты	68
ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода	всего	20
	турбоагрегаты	0
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	всего	170,5
	турбоагрегаты	20,5
ТЭЦ «Мечел-Энерго» (ТЭЦ ЧМК)	всего	1392,34
	турбоагрегаты	687
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»	всего	235
	турбоагрегаты	25
Всего	УТМ	10601,9
	УТМТ	6419,35

Установленная тепловая мощность ТЭЦ по регулируемым отборам турбоагрегатов увеличилась с 6269 до 6419 Гкал/ч, или на 150 Гкал/ч (2,3 процентного пункта от уровня 2016 года, ввод ПГУ-3 электрической мощностью 247,5 МВт и тепловой мощностью 150 Гкал/ч на Челябинской ГРЭС). Весь остальной спрос на тепловую мощность обеспечивается из СЦГ на базе котельных. Общая установленная тепловая мощность ТЭЦ и котельных на территории Челябинской области составила в 2017 году – 20942 Гкал/час (таблица 15).

Таблица 15

Установленная тепловая мощность в поселениях Челябинской области Гкал/час

Наименование	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Челябинский городской округ	7017	7017	7017	7157

Верхнеуфалейский городской округ	316	316	316	317
Златоустовский городской округ	1394	1394	1416	1423
Карабашский городской округ	101	101	101	101
Копейский городской округ	612	612	612	612
Кыштымский городской округ	286	286	286	220
Локомотивный городской округ	75	75	75	75
Магнитогорский городской округ	3141	3141	3141	3165
Миасский городской округ	1250	1250	1250	1290
Озерский городской округ	809	809	809	840
Снежинский городской округ	537	537	537	537
Трехгорный городской округ	283	283	283	283
Троицкий городской округ	438	438	438	438
Усть-Катавский городской округ	167	167	170	170
Чебаркульский городской округ	355	355	355	355
Южноуральский городской округ	399	399	399	399
Всего по городским округам	17179	17179	17205	17381
Агаповский муниципальный район	144	144	144	144
Аргаяшский муниципальный район	80	80	80	89
Ашинский муниципальный район	464	464	464	415
Брединский муниципальный район	44	44	44	44
Варненский муниципальный район	49	49	49	49
Верхнеуральский муниципальный район	145	145	145	145
Еманжелинский муниципальный район	208	208	208	208
Еткульский муниципальный район	3	3	3	3
Карталинский муниципальный район	161	161	161	161
Каслинский муниципальный район	205	205	205	199
Катав-Ивановский муниципальный район	172	172	172	172
Кизильский муниципальный район	29	29	29	29
Коркинский муниципальный район	201	201	201	227
Красноармейский муниципальный район	104	104	104	104
Кунашакский муниципальный район	60	60	60	60
Кусинский муниципальный район	1	1	1	1
Нагайбакский муниципальный район	61	61	61	61
Нязепетровский муниципальный район	39	39	39	39
Октябрьский муниципальный район	21	21	21	21
Пластовский муниципальный район	80	80	80	80
Саткинский муниципальный район	558	558	558	615
Сосновский муниципальный район	297	297	297	297
Троицкий муниципальный район	42	42	42	43
Увельский муниципальный район	120	120	120	125
Уйский муниципальный район	71	71	71	73
Чебаркульский муниципальный район	87	87	87	89
Чесменский муниципальный район	66	66	66	66
Всего по муниципальным районам	3514	3514	3514	3561
Всего по Челябинской области	20693	20693	20719	20942

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 15, можно показать, что резервы УТМ на источниках тепловой мощности составляют 65 процентов.

Новое строительство источников тепловой мощности (котельных) осуществляется только в зонах новой застройки, не обеспеченной существующей тепловой мощностью, и в зонах индивидуального жилищного строительства (индивидуальные теплогенераторы).

Выработка тепловой энергии.

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных приведена в таблице 16 и на рисунке 11. В данной таблице учтены собственные нужды и потери тепловой энергии в тепловых сетях на ТЭЦ и котельных.

Таблица 16

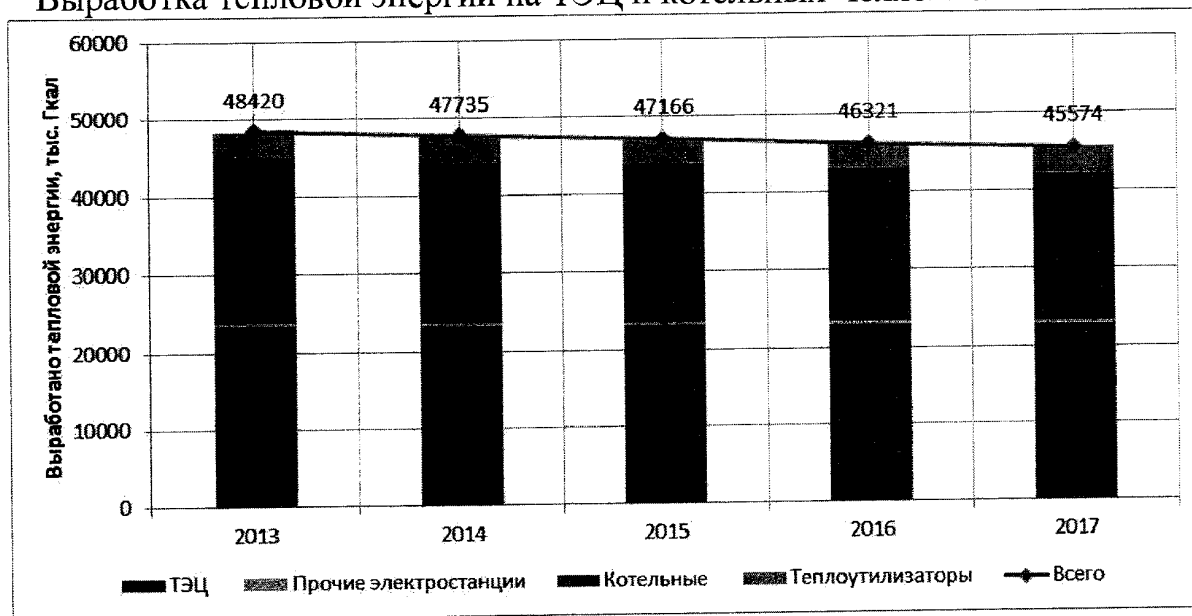
**Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных
в Челябинской области, тыс. Гкал**

Год	Производство	ТЭЦ	Прочими электростанциями	Котельные всего	Тепло- утилизационные установки	Полезный отпуск с коллекторов	Потери в сетях	Всего потреблено
2013	48420	23519	370	21201	3330	46968	3516	43452
2014	47735	23354	370	20535	3476	46304	3612	42692
2015	47166	23191	370	20294	3312	45753	3808	41945
2016	46321	23028	370	19556	3367	44933	3741	41192
2017	45574	22867	370	18939	3398	44208	3675	40533

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 2017 году 49 процентов. 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 17. Все перечисленные потребители тепловой энергии обеспечивают спрос на тепловую мощность от собственных источников тепловой энергии.

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

Таблица 17

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии
Челябинской области

Наименование потребителя	Городской округ/ муниципальный район	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал				
		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
ПАО «ЧМК»	Челябинский городской округ	1398	1272	1253	1228	1215
АО «ЧЭМК»	Челябинский городской округ	450	441	435	426	413
ПАО «ЧТПЗ»	Челябинский городской округ	335	328	324	317	325
ПАО «Челябинский цинковый завод»	Челябинский городской округ	686	672	н/д	н/д	613
ПАО «ММК»	Магнитогорский городской округ	1822	1786	1750	1717	1812
ООО «Миасский керамический завод»	Миасский городской округ	130	127	125	122	154
АО «АЗ «Урал»	Миасский городской округ	98	96	94	92	124
АО «ЗМЗ»	Златоустовский городской округ	222	217	213	208	205
ООО «Златоустовский литейный завод»	Златоустовский городской округ	148	145	142	139	114

АО «Копейский машиностроительный завод»	Копейский городской округ	49	48	47	46	46
ЗАО «Карабашмедь»	Карабашский городской округ	9	9	9	9	13
ЗАО «Кыштымский медеэлектролитный завод»	Кыштымский городской округ	48	47	47	46	44
ОАО «Комбинат Магнезит»	Саткинский муниципальный район	20	20	20	20	16
ПАО «Ашинский металлургический завод»	Ашинский муниципальный район	26	26	н/д	25	23

11. Структура установленной электрической мощности на территории Челябинской области.

Структура установленной электрической мощности электростанций на территории Челябинской области по состоянию на 1 января 2018 года представлена в таблице 18.

Таблица 18

**Структура установленной электрической мощности электростанций
Челябинской области по состоянию на 1 января 2018 года**

№ п/п	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Установленная мощность, МВт
Генерирующие компании		
1.	Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС	1400
2.	Филиал АО «ИНТЕР РАО ЕЭС – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2 (ЮУГРЭС)	747
3.	Филиал АО «ИНТЕР РАО ЕЭС – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2 (ЮУГРЭС-2)	844,5
4.	Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	195
5.	Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	133,8
6.	Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	320
7.	Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	593
8.	Челябинская ГРЭС Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	742
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	18
10.	Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20
11.	Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20
Электростанции промышленных предприятий		
12.	Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»)	300
13.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»)	191
14.	ПВС-1 (ПАО «ММК»)	10
15.	ПВС-2 (ПАО «ММК»)	91
16.	ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)	229
17.	Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)	24,5
18.	ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	36
19.	ТЭЦ Магнезит (ОАО «Комбинат Магнезит»)	36
20.	ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»))	6
21.	ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	14,5
22.	ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»)	3
23.	ПЦС (ПАО «ММК»)	18,92
24.	ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (Производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в г. Чебаркуль)	3,5
25.	ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»)	16
26.	ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»	3,09
27.	ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»)	13
28.	ГПЭС Энергоцентр г. Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»)	12
Суммарная установленная мощность электростанций и станций промышленных предприятий Челябинской области		6040,81

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области на 1 января 2018 года составляет 6040,81 МВт.

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

ввод ПГУ-3 мощностью 247,5 МВт на Челябинской ГРЭС;

ввод ГПЭС Энергоцентр г. Снежинск мощностью 12 МВт.

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

демонтаж ТГ-4 (278 МВт) и ТГ-5 (278 МВт) на Троицкой ГРЭС;

ввод ПГУ 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 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 ГРЭС;

ввод ПГУ-2 мощностью 247,5 МВт на Челябинской ГРЭС;

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:

демонтаж ТГ-1, ТГ-2 и ТГ-5 на Челябинской ТЭЦ-1;

демонтаж ТГ-4 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, ТГ-5, ТГ-6 и ТГ-8 на Челябинской ГРЭС;

ввод ПГУ-1 мощностью 247 МВт (177+70 МВт) на Челябинской ГРЭС;

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

В 2014 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

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

увеличение установленной мощности ТГ-10 до 41,8 МВт (на 20,599 МВт) и ТГ-11 до 42 МВт (на 20,63 МВт) на Челябинской ТЭЦ-1;

демонтаж ТГ-7 (278 МВт) на Троицкой ГРЭС;

демонтаж ТГ-2 и ТГ-3(50+50 МВт) на Южноуральской ГРЭС.

В 2013 году изменений в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области не было.

Структура установленной электрической мощности электростанций Челябинской области по состоянию на 1 января 2018 года в графическом виде представлена на рисунке 12.

Крупнейшей электростанцией в энергосистеме Челябинской области является Троицкая ГРЭС с установленной мощностью 1400 МВт (23 процента от установленной мощности энергосистемы), принадлежащая ПАО «ОГК-2».

Электростанции промышленных предприятий составляют долю в 17 процентов (995,51 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».

Следующие электростанции имеют ограничения по установленной мощности: Троицкая ГРЭС, Аргаяшская ТЭЦ, Челябинская ТЭЦ-1, Южноуральская ГРЭС-2. Ограничения обусловлены техническими характеристиками оборудования либо тепловой нагрузкой и изменяются в зависимости от сезона.

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, приведен в таблице 19.

Структура установленной электрической мощности электростанций Челябинской области
по состоянию на 1 января 2018 года

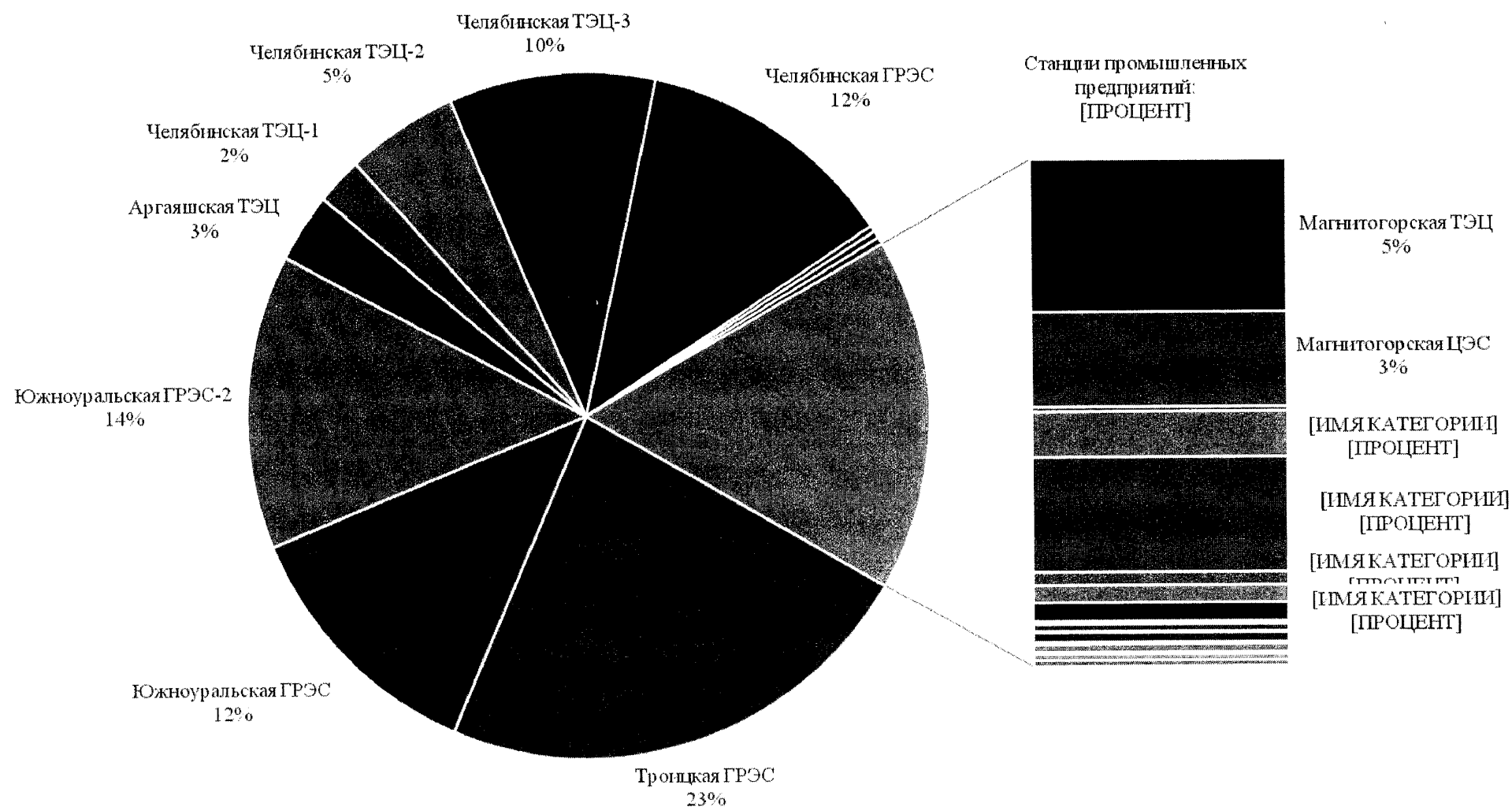


Таблица 19

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

№ агрегата	Тип котла	Основное топливо	Резервное (аварийное) топливо	Вспомогательное (распорочное) топливо	Энергоблок, агрегат (паспортное наименование)	Тип турбины	Тип генератора	Год ввода в эксплуатацию	Установленная электрическая мощность, МВт	P _{min} , МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал
Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС											
1А	ПК-14-2	уголь	-	мазут	ТГ № 1	Т-85-90/2,5	ТВ2-100-2	1960	85	50	105
1Б	ПК-14-2	уголь	-	мазут							
2А	ПК-14-2	уголь	-	мазут	ТГ № 2	Т-85-90/2,5	ТВ2-100-2	1960	85	50	105
2Б	ПК-14-2	уголь	-	мазут							
3А	ПК-14-2	уголь	-	мазут	ТГ № 3	Т-85-90/2,5	ТВ2-100-2	1961	85	50	105
3Б	ПК-14-2	уголь	-	мазут							
8	П-57	уголь	-	мазут	Блок № 8	К-500-240	ТГВ-500	1974	485	325	0
10	HG-100/25,4-УМ	уголь	-	мазут	Блок № 10	GLN-660-24,2-566-566	QFSN-660-2	2016	660	н/д	н/д
Филиал АО «ИНТЕР РАО ЕЭС – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2 (Южноуральская ГРЭС)											
4	ПК-10ш	уголь	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-
5	ПК-10ш	уголь	газ	мазут	ТГ № 5	ПТ-83/100-90/9	ТВ2-100-2	1996	83	55	110

6	ПК-10ш	уголь	-	мазут	ТГ № 6	К-100-90-3	TB2-100-2	1954	100	55	0
7	ПК-10ш	уголь	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-
8	ПК-10ш	уголь	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-
9	ПК-10ш	уголь	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-
10	ПК-10ш	уголь	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-
11	ПК-14Р	уголь	-	мазут	-	-	-	-	-	-	-
12	ПК-14Р	уголь	газ	мазут	ТГ № 7	T-82/100-90/2,5	TB2-100-2	1956	82	55	105
13	ПК-14Р	уголь	газ	мазут	ТГ № 8	T-82/100-90/2,5	TB2-100-2	1956	82	55	105
14	ПК-33-83СП	газ	-	-	Блок № 9	К-200-130-1	ТВФ-200-2	1961	200	140	0
15	ПК-33-83СП	газ	-	-	Блок № 10	К-200-130-1	ТВФ-200-2	1961	200	140	0
Филиал АО «ИНТЕР РАО ЕЭС – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2 (Южноуральская ГРЭС-2)											
	П-140	газ	ДТ	-	Блок № 1	SGT5-4000F SST5-3000	SGen5-2000H	2014	422,08	200	н/д
	П-140	газ	ДТ	-	Блок № 2	SGT5-4000F SST5-3000	SGen5-2000H	2014	422,42	200	н/д
Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»											
4	КО-6-200	бурый уголь	газ	-	ТГ № 7	P-25-29/1,2	TBC-30	1958	25	5	105
5	ЛМЗ-200	бурый уголь	газ	-	ТГ № 8	P-25-29/1,2	TBC-30	1959	25	5	105
6	ТКП-3	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-
10	КУ-1 ПК 79	газ	газ	-	ТГ № 10	MS6001B (PG6581B)	BDAX 7-290ERHN	2013	41,8	6,5	0
11	КУ-2 ПК 79	газ	газ	-	ТГ № 11	MS6001B (PG6581B)	BDAX 7-290ERHN	2013	42	6,5	0
2В	ПТВМ-100	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	100
3В	ПТВМ-100	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	100
5В	КВГМ-100	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	100
6В	КВГМ-100	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	100
Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»											

1	БКЗ-210-140Ф	бурый уголь	газ	-	ТГ № 1	ПТ-60-130/13	ТВ-60-2	1962	60	25	138
2	БКЗ-210-140Ф	бурый уголь	газ	-	ТГ № 2	ПТ-60-130/13	ТФ-60-2УЗ	1964	60	25	138
3	БКЗ-210-140Ф	бурый уголь	газ	-	ТГ № 3	Т-100-130	ТВФ-120-2	1968	100	50	160
4	БКЗ-210-140Ф	бурый уголь	газ	-	ТГ № 4	Т-100-130	ТФ-125-2УЗ	1969	100	50	160
5	БКЗ-210-140Ф	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-
6	БКЗ-210-140Ф	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-
7	БКЗ-210-140Ф	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-
8	БКЗ-210-140Ф	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-
9	БКЗ-210-140Ф	бурый уголь	газ	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	ПТВМ-180	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	180
2В	ПТВМ-180	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	180
Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»											
1	ТПГЕ-215	газ	-	-	Блок № 1	Т-180/210-130-1	ТГВ-200-2МУЗ	1996	180	80	260
2	ТПГЕ-215	газ	-	-	Блок № 2	Т-180/210-130-1	ТВВ-220-2Е	2006	180	80	260
3	КУ (П-134)	газ	-	-	Блок № 3	ГТЭ-160	ТЗФГ-160-2МУЗ	2011	170	65	0
					Блок № 3	Т-60/70-6,8/0,12	ТЗФП-63-2МУЗ	2011	63	44	47,8
1В	ПТВМ-180	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	180
2В	ПТВМ-180	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	180
3В	КВГМ-180	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	180
1П	ДЕ-25-14	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	16
Челябинская ГРЭС Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»											

1	КУ HRSG-274,1/62,82-11,5/0,95-541/240	газ	газ	-	Блок № 1 (ГТ-1)	GT13E2 Alstom	50WY21Z-095	2015	247	78,4	150
		газ	газ	-	Блок № 1 (ПТ-1)	DKZE1-1N33 Alstom	TA 30-105	2015		44,6	
2	КУ HRSG-274,1/62,82-11,5/0,95-541/240	газ	газ	-	Блок № 2 (ГТ-2)	GT13E2 Alstom	50WY21Z-095	2016	247,5	79	150
		газ	газ	-	Блок № 2 (ПТ-2)	DKZE1-1N33 Alstom	TA 30-105	2016		44	
3	КУ HRSG-274,1/62,82-11,5/0,95-541/240	газ	газ	-	Блок № 3 (ГТ-3)	GT13E2 Alstom	50WY21Z-095	2017	247,5	79	150
		газ	газ	-	Блок № 3 (ПТ-3)	DKZE1-1N33 Alstom	TA 30-105	2017		44	
1В	ПТBM-100	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	100
2В	ПТBM-100	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	100
3В	ПТBM-100	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	100
4В	ПТBM-100	газ	газ	-	-	-	-	-	-	-	100
Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»											
1	ТП-170-1	уголь	-	-	ТГ № 1	Т-35-90-4	ТВ2-30-2	1954	35	22	73
2	ТП-170-1	уголь	-	-	ТГ № 2	Т-35-90-4	ТВ2-30-2	1954	35	22	73
3	ТП-170-1	уголь	-	-	ТГ № 3	П-35-90/10-2	ТВ-50-2	1954	35	35	60
4	ТП-170-1	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	ПК-14	уголь	-	-	ТГ № 5	ТР-40-90/0,7-2	ТВ-50-2	1956	40	26	95
6	ПК-14	уголь	-	-	ТГ № 6	Р-20-90/18-2	ТГВ-25	1956	20	5	155
7	ПК-14	уголь	-	-	ТГ № 7	ПТ-30-90/10-3	ТВ2-30-2	1957	30	20	120
8	ПК-14	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	ПК-14	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ											
-	-	-	-	-	ТГ № 1	ГТЭ-009М	ТФЭ-10-2 (3Х2)/6000 УЗ	2010	9	2	20
-	-	-	-	-	ТГ № 2	ГТЭ-009М	ТФЭ-10-2 (3Х2)/6000 УЗ	2010	9	2	20
1	КВ-Г-23,	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	20

	3-170										
2	КВ-Г-23,3-170	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»)											
1	ТП-170-1	газ	уголь	-	ТГ № 1	Т-50-90	ТТК-50-2	1954	50	30	45
2	ТП-170-1	газ	уголь	-	ТГ № 2	Т-50-90	ТВ-50-2	1954	50	30	45
3	ТП-170-1	газ	уголь	-	ТГ № 3	Т-50-90	ТВ-50-2	1957	50	30	45
4	ТП-170-1	газ	уголь	-	ТГ № 4	ПТ-50-90/13	ТВ-60-2	1963	50	30	45
5	ТП-10	газ	уголь	-	ТГ № 5	Т-50-130	ТВФ-60-2	1969	50	30	90
6	ТП-10	газ	уголь	-	ТГ № 6	Т-50-130	ТВФ-60-2	1970	50	30	90
7	ТП-85	газ	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-
8	ТП-81	газ	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-
Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»)											
1	Стерлинг, ф. «Ганомаг»	газ	доменный газ	-	ТГ № 1	ПТ-12-35/10 М	Т-12-2У3	1985	12	6	0
2	Стерлинг, ф. «Ганомаг»	газ	доменный газ	-	ТГ № 2	ПТ-12-35/10 М	Т-12-2У3	1985	12	6	0
3	Стерлинг, ф. «Ганомаг»	газ	доменный газ	-	ТГ № 3	ПТ-40-2,9	ТФП-40-2У3	1998	40	30	80
4	Стерлинг, ф. «Ганомаг»	газ	доменный газ	-	ТГ № 4а	Р-6-35/3 М	Т6-2У3	1993	6	0,6	22,5
5	Стерлинг, ф. «Ганомаг»	газ	доменный газ	-	ТГ № 4б	Р-6-35/3 М	Т6-2У3	1993	6	0,6	22,5
6	ТП-200-1	газ	доменный газ	-	ТГ № 5	Т-25-29	Т2-25-2	1993	25	16	85
7	ТП-200-1	газ	доменный газ	-	ТГ № 6	Т-25-29	Т2-25-2	1951	25	16	85
8	ТП-200-1	газ	доменный газ	-	ТГ № 7	Т-25-29	Т2-25-2	1952	25	16	90
-	-	-	-	-	ТГ № 8	ПТ-40-2,9	ТФП-40-2У3	2003	40	12	80
1	ПТВМ-100	газ	доменный газ	-	-	-	-	-	-	-	100
2	ПТВМ-100	газ	доменный	-	-	-	-	-	-	-	100

			газ								
ПВС-2 (ПАО «ММК»)											
1	ТП-7	газ	доменный, коксовый газы	-	ТГ № 1	ПТ-29/35- 3,0/1,0	ТФП-25- 2У3	2000	29	7,5	868,3
2	ТКЗ	газ	доменный, коксовый газы	-	ТГ № 2	Р-25-90/18	ТВС-30	1964	25	4	193,8
3	«Бабкок- Вилькокс»	газ	доменный, коксовый газы	-	ТГ № 3	ПТ-12/13- 3,4/1,0-1	Т-12-2У3	1998	12	5	51,8
4	«Бабкок- Вилькокс»	газ	доменный, коксовый газы	-	ТГ № 4	ПТ-25/30- 8,8/1,0-1	ТФП-25- 2У3	1999	25	7,5	71,95
5	ПК-14-2 М	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-
6	ПК-14-2 М	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-
7	КГМ 125-10- 540	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВС-1 (ПАО «ММК»)											
1	Стерлинг, Дюрр-Верке	газ	доменный, коксовый газы	-	ТГ № 1	Р-6-35/10М	Т-6-2У3	1998	6	1	63,4
2	Стерлинг, Дюрр-Верке	газ	доменный, коксовый газы	-	ТГ № 2	Р-4-35/15М	Т-4-2У3	1998	4	0,8	62,1
3	Стерлинг, Дюрр-Верке	газ	доменный, коксовый газы	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ ЧМК (ООО «Мечел-Энерго»)											

1	ТКЗ-125	газ	-	-	ТГ № 2	П-25-2,9/1,3-2	Т2-25-2	1950	25	15	109
2	ТКЗ-125	газ	-	-	ТГ № 3	ПТ-35-2,9/1,0	ТФП-40-2	2002	35	12	107
3	ТКЗ-125	газ	-	-	ТГ № 4	Р-10-6,4/2,6	АТВ-2-31250-3000	1948	10	3	0
4	Е-220-3,2-425 ГД	газ	-	-	ТГ № 5	Т-25-9,0/0,1	ТС-32-2	1965	25	18	56
5	Фостер-Виллер	газ	-	-	ТГ № 6	ПТ-50-9,0/1,3	ТФ-60-2	1970	50	30	141
6	Фостер-Виллер	газ	-	-	ТГ № 7	ПТ-60-9,0/1,3	ТВФ-60-2	1961	60	30	141
7	ПК-14-Р	газ	уголь	-	ТГ № 8	Р-12-2,9/0,1	Т12-2	2001	12	3	39
8	ПК-14-2М	газ	уголь	-	ТГ № 9	Р-12-8,8/1,8	Т12-2	2004	12	4	94
9	ПК-14-2М	газ	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-
10	ПК-14-2М	газ	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-
11	ПК-14-2М	газ	уголь	-	-	-	-	-	-	-	-
1	КУ-60-2 (ДОУ)	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	15,26
2	КУ-60-2 (ДОУ)	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	15,26
3	КУ-60-2 (ДОУ)	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	15,26
1	КУ-60-2 (ИОЦ)	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	15,26
1	КУ-60-2 (ИОЦ)	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	15,26
1	ЦП-50	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	3,64
2	ЦП-50	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	3,64
3	ЦП-50	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	3,64
4	ЦП-50	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	3,64
1	ЦП-60-с-19	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	3,62
2	ЦП-60-с-19	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	3,62
3	ЦП-60-с-19	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	3,62
4	ЦП-60-с-19	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	3,62

1	ПТВМ-100	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	100
2	ПТВМ-100	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	100
3	ПТВМ-100	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	100
4	ПТВМ-100	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	100
5	ПТВМ-100	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	100
6	ПТВМ-100	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)											
5	БКЗ-160-100ГМ	газ	мазут	-	ТГ № 1	ПТ-12-90/10/1,2	ТВС-30	1965	12	4	33
6	БКЗ-160-100ГМ	газ	мазут	-	ТГ № 2	ПР-12,5-90/10/0,9	ТВС-30	1972	12,5	4	33
1	ПТВМ-100	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	100
3	ПТВМ-50	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	50
4	ПТВМ-50	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	50
7	КВГМ-100	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	100
ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»											
2	«Релей-Стокер»	газ	-	-	ТГ № 1	ПР-12-3,0/0,6/0,07	Т-12-2УЗ	1951	12	6	56,5
3	ЦКТИ 75-39-Ф-2	газ	-	-	ТГ № 2	ДК-20-120	Т-12-12-2	1952	12	6	56,5
4	ЦКТИ 75-39-Ф-2	газ	-	мазут	ТГ № 3	ПТ-12-35/10М	Т-12-2УЗ	2007	12	6	62
5	ЦКТИ 75-39-Ф-2	газ	-	мазут	-	-	-	-	-	-	-
1	ПТВМ-100	газ	-	мазут	-	-	-	-	-	-	100
2	ПТВМ-100	газ	-	мазут	-	-	-	-	-	-	100
1	КВГМ-100	газ	-	мазут	-	-	-	-	-	-	100
2	КВГМ-100	газ	-	мазут	-	-	-	-	-	-	100
ТЭЦ Магнезит (ОАО «Комбинат Магнезит»)											
1	КУ-125	газ	-	-	ТГ № 1	ПТ-12-35/10М	Т2-12-2	1971	12	6	7,9
2	КУ-125	газ	-	-	ТГ № 2	ПТ-12-35/10М	Т2-12-2	1981	12	6	7,9

3	КУ-125	газ	-	-	ТГ № 3	ПТ-12-35/10М	Т2-12-2	1985	12	6	7,9
4	КУ-125	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	КУ-125	газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЦЭС ЗМЗ (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»))											
3	ГМ-50-1	газ	мазут	-	ТГ № 1	ПР-6-35/10/5М	Т-2-6-2	1975	6	1	34
4	ГМ-50-1	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	34
1	ДКВР 20-13	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	12
2	ДКВР 20-13	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	12
10	ДЕ-25-24-380 ГМО	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	16
5	ПТВМ-50	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	50
6	ПТВМ-50	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	50
7	КВГМ-100	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	100
8	КВГМ-100	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	100
ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»)											
3	ДЕ-25-14ГМ	газ	доменный газ	-	ТГ № 1	ф. «Вестингауз»	н/д	1930	1,5	н/д	0
4	Гарбе-ЮМТ	газ	доменный газ	-	ТГ № 2	ф. «Вестингауз»	н/д	1930	1,5	н/д	0
1	КВГМ-20	газ	доменный газ	-	-	-	-	-	-	-	20
ПЦС (ПАО «ММК»)											
1	КГМ-3Г	газ	-	-	ТГ № 1	Р-4-35/15М	н/д	2002	4	н/д	н/д
2	ППУ-10	газ	-	-	ТГ № 2	ST3	н/д	2005	7,46	н/д	н/д
3	ППУ-10	газ	-	-	ТГ № 3	ST3	н/д	2005	7,46	н/д	н/д
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»											
4	ТП-30	газ	мазут	-	ТГ № 1	П-6-1,2/0,5	Т-6-2У3	2004	6	н/д	0
5	ТП-30	газ	мазут	-	ТГ № 2	П-6-1,2/0,5	Т-6-2У3	2004	6	н/д	0
6	Е-50	газ	мазут	-	ТГ № 3	Р-2,5-15/3	Т-2-2,5-2	1972	2,5	н/д	20,5
7	БМ-35	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-
1В	КВГМ-100	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	100

2В	ПТВМ-50	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	50
ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»)											
1	«Буккау-Вольф»	газ	мазут	-	н/д	ОР-2,5-15/6	н/д	2000	2,5	н/д	н/д
2	«Буккау-Вольф»	газ	мазут	-	н/д	Р-2,5-15/6	н/д	2000	2,5	н/д	н/д
3	«Буккау-Вольф»	газ	мазут	-	н/д	Р-4-2,1-0,3	н/д	2011	4	н/д	н/д
4	«Буккау-Вольф»	газ	мазут	-	-	Р-4-2,1-0,3	н/д	2011	4	н/д	н/д
5	Б25/15ГМ	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Б25/15ГМ	газ	мазут	-	-	-	-	-	-	-	-
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

В таблице 20 и на рисунке 13 представлены данные распределения установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области.

Таблица 20

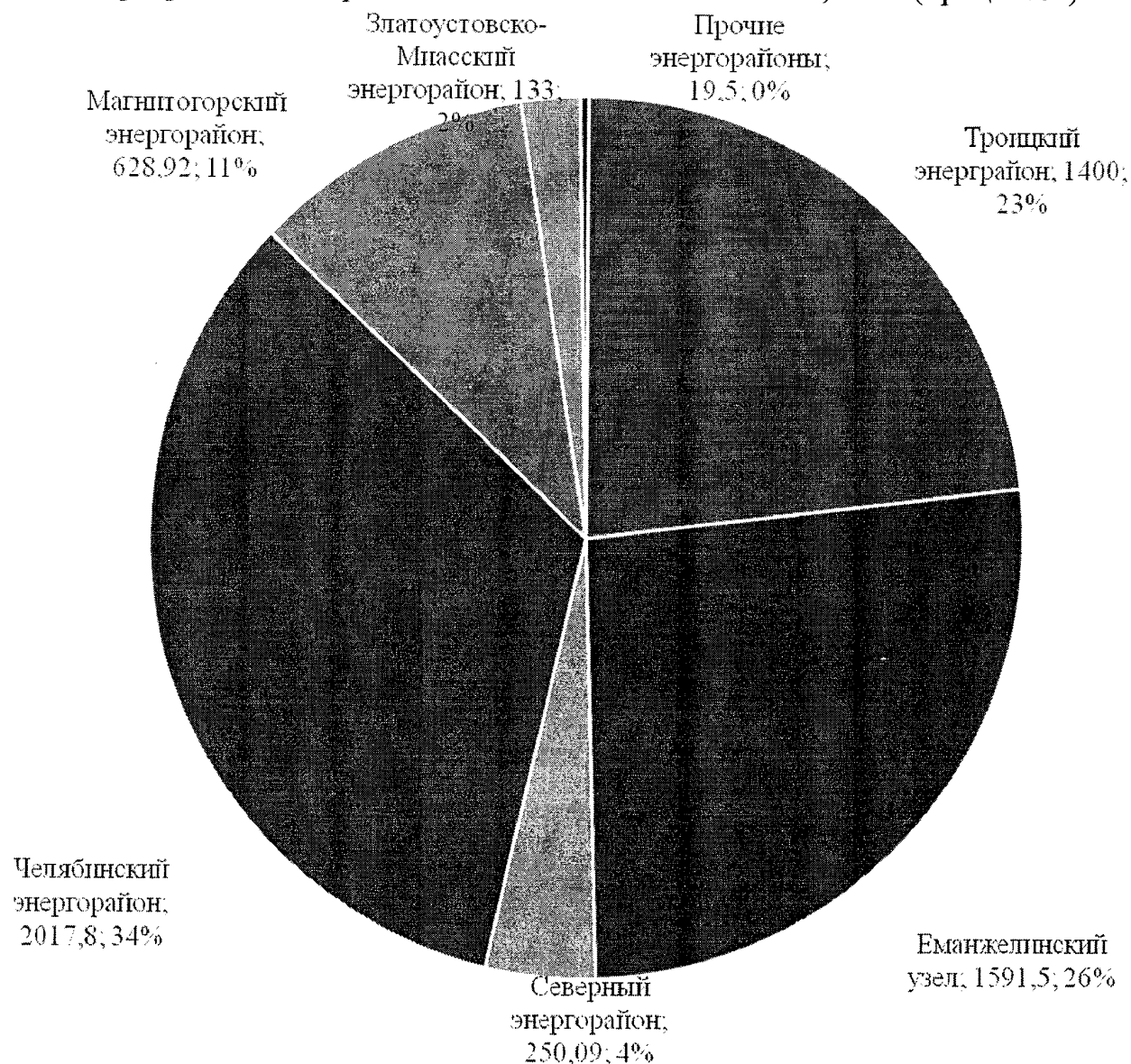
Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области

№	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Установленная мощность, МВт
Троицкий энерграйон		1400
1.	Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС	1400
Еманжелинский узел		1591,5
2.	Филиал АО «ИНТЕР РАО ЕЭС – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2 (ЮУГРЭС)	747
3.	Филиал АО «ИНТЕР РАО ЕЭС – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2 (ЮУГРЭС-2)	844,5
Северный энергорайон		250,09
4.	Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	195
5.	Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20
6.	Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)	20
7.	ГПЭС Энергоцентр г. Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»)	12
8.	ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»	3,09
Челябинский энергорайон		2017,8
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 ГРЭС Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»	742
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 «ММК»)	300
16.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»)	191
17.	ПВС-1 (ПАО «ММК»)	10
18.	ПВС-2 (ПАО «ММК»)	91
19.	ПЦС (ПАО «ММК»)	18,92
Златоустовско-Миасский энергорайон		133
20.	Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)	24,5
21.	ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»	36
22.	ТЭЦ Магнезит (ОАО «Комбинат Магнезит»)	36
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
Прочие энергорайоны		19,5
27.	ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (ООО «Мечел-Энерго»)	3,5
28.	ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Групп Компаний»)	16

Рисунок 13

Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области, МВт (процентов)



На основании данных об удельных расходах топлива на выработку электрической и тепловой энергии основными тепловыми электростанциями (таблица 32, таблица 33), 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 по итогам 2017 года. Полученные данные представлены в таблице 21.

Таблица 21

Данные по среднесуточному объему потребления топлива электростанциями
Челябинской области за 2017 год

Наименование электростанции/ показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Троицкая ГРЭС	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на выработку электрической энергии, граммов условного топлива/кВт·ч	459,47	462,61	450,66	442,20	481,13
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограммов условного топлива/Гкал	171,02	167,80	168,12	167,23	168,98
Выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	3961,4	3185	2519,5	2326,2	1677,6
Выработка тепловой энергии, Гкал	432200	451800	429100	540100	488800
Среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	5189,2	4244,5	3308,4	3065,7	2437,6
Южноуральская ГРЭС	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на выработку электрической энергии, граммов условного топлива/кВт·ч	403,70	417,40	421,96	422,01	449,94
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограммов условного топлива/Гкал	179,60	178,25	179,65	180,46	187,39
Выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	4024,2	3057	2108,5	1797,8	1689,8
Выработка тепловой энергии, Гкал	373916	362142	322356	333256	341619
Среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	4634,9	3672,7	2596,2	2243,4	2258,4
Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на выработку электрической энергии, граммов условного топлива/кВт·ч	-	190,60	220,40	222,56	220,76
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограммов условного топлива/Гкал	-	-	-	-	-
Выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	-	1773,7	5980,1	6027,8	5286,4
Выработка тепловой энергии, Гкал	-	-	-	-	-
Среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	-	926,2	3611,0	3675,5	3197,3
Аргаяшская ТЭЦ	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на выработку электрической энергии, граммов условного топлива/кВт·ч	404,50	403,20	375,80	378,90	360,70
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии,	152,6	153,5	171,8	172,8	173,1

килограммов условного топлива/Гкал					
Выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1247,9	1282,8	1174,2	1125,7	895,0
Выработка тепловой энергии, Гкал	1557053	1618934	1559752	1621889	1377012
Среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	2033,9	2097,9	1943,1	1936,4	1537,5
Челябинская ТЭЦ-1	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на выработку электрической энергии, граммов условного топлива/кВт·ч	371,20	274,30	229,00	227,90	228,60
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограммов условного топлива/Гкал	139,3	127,00	139,9	138,6	138,9
Выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	436,4	697,9	896,5	895,9	883,0
Выработка тепловой энергии, Гкал	1803967	1202944	1139350	1280177	1156568
Среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	1132,3	943,0	999,2	1045,5	993,2
Челябинская ТЭЦ-2	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на выработку электрической энергии, граммов условного топлива/кВт·ч	328,50	309,60	271,40	277,90	278,20
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограммов условного топлива/Гкал	145,1	137,7	170,4	171,6	172,8
Выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	1659,6	1871,3	1931,7	1841,3	1679,2
Выработка тепловой энергии, Гкал	1458941	2389162	2238241	2181017	1811233
Среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	2073,6	2488,6	2481,3	2427,3	2137,4
Челябинская ТЭЦ-3	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на выработку электрической энергии, граммов условного топлива/кВт·ч	258,70	257,30	234,70	232,00	226,60
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограммов условного топлива/Гкал	128,00	124,9	152,3	156,2	157,7
Выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	3759,7	4018,2	3818,5	3733,6	3723,0
Выработка тепловой энергии, Гкал	2743312	2793515	2720162	2674932	2338886
Среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	3626,8	3788,5	3590,4	3517,9	3321,8
Челябинская ГРЭС	-	-	-	-	-
Удельный расход топлива на выработку электрической энергии, граммов условного топлива/кВт·ч	365,40	364,10	197,40	242,70	236,00
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограммов условного топлива/Гкал	140,5	137,8	172,8	162,3	122,1
Выработка электрической энергии,	318,7	343,7	526,7	3056,2	4027,1

млн. кВт·ч					
Выработка тепловой энергии, Гкал	1361773	1506656	1297935	1337870	1101945
Среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива	843,2	911,7	899,3	2627,1	2972,4

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

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

Собственное производство электроэнергии в энергосистеме Челябинской области в 2017 году составило 27295,792 млн. кВт·ч.

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

В таблице 22 представлена выработка электрической энергии на электростанциях генерирующих компаний и промышленных предприятий в энергосистеме Челябинской области за 2017 год.

Таблица 22

Структура выработки электрической энергии электростанций энергосистемы Челябинской области за 2017 год

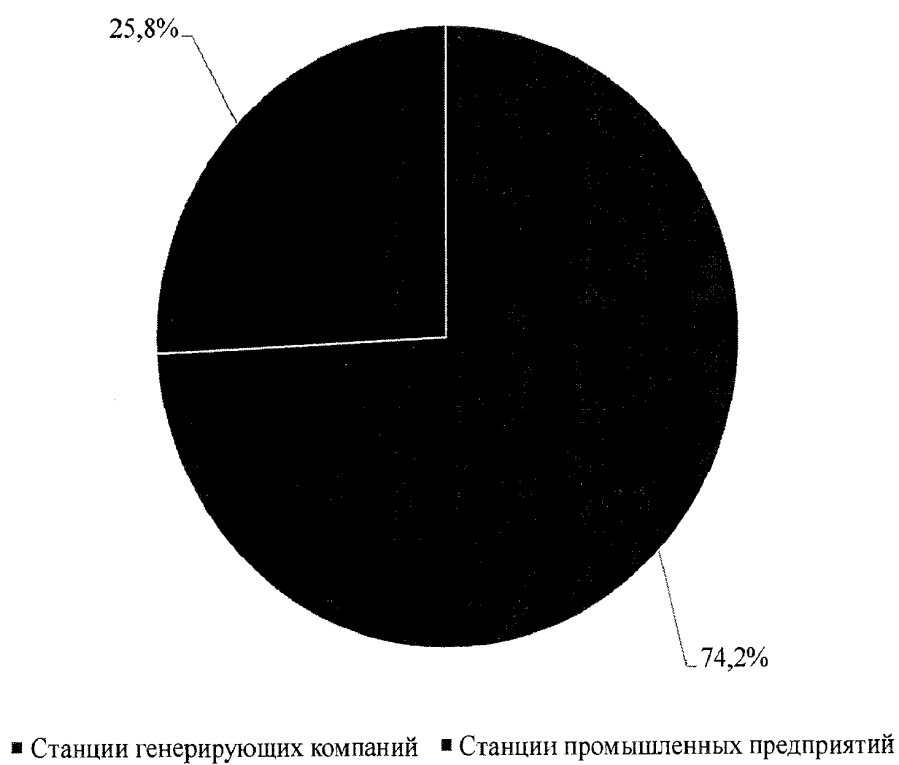
№	Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий	Выработка, млн. кВт·ч	Процентов
1.	Троицкая ГРЭС	1677,6	6,1
2.	Южноуральская ГРЭС	1689,8	6,2
3.	Южноуральская ГРЭС-2	5286,4	19,4
4.	Аргаяшская ТЭЦ	895,0	3,3
5.	Челябинская ТЭЦ-1	883,0	3,2
6.	Челябинская ТЭЦ-2	1679,2	6,2
7.	Челябинская ТЭЦ-3	3723	13,6
8.	Челябинская ГРЭС	4027,1	14,8
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	126,7	0,5
10.	Карабашская МКЭУ	113,3	0,4
11.	Каслинская МКЭУ	147,3	0,5
Итого генерирующие компании		20248,2	74,2
Итого электростанции промышленных предприятий		7047,6	25,8
Суммарная выработка электрической энергии электростанциями генерирующих компаний и станциями промышленных предприятий Челябинской области		27295,8	100,0

В общей величине выработки электроэнергии всеми электростанциями энергосистемы Челябинской области в 2017 году доля выработки тепловыми электростанциями, принадлежащими генерирующим компаниям, составляет 74,2 процента. Выработка электростанциями промышленных предприятий составляет 25,8 процента.

Структура выработки электроэнергии по видам собственности представлена на рисунке 14.

Рисунок 14

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



В таблице 23 и на рисунке 15 представлена выработка электрической энергии на электростанциях генерирующих компаний и промышленных предприятий Челябинской области за последние 5 лет.

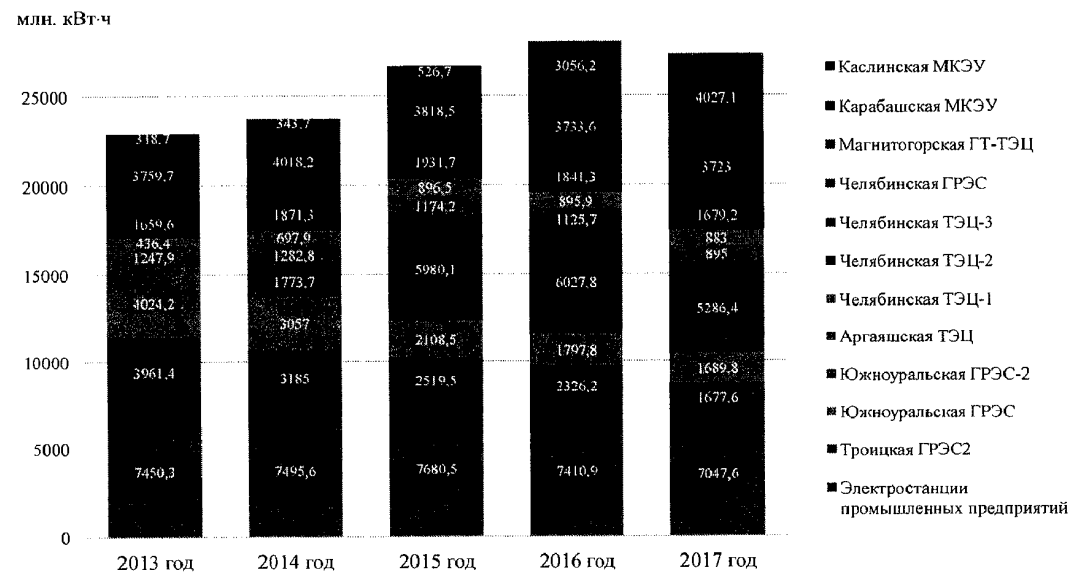
Таблица 23

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

№ п/п	Наименование электростанции	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1.	Троицкая ГРЭС	3961,4	3185	2519,5	2326,2	1677,6
2.	Южноуральская ГРЭС	4024,2	3057	2108,5	1797,8	1689,8
3.	Южноуральская ГРЭС-2	-	1773,7	5980,1	6027,8	5286,4
4.	Аргаяшская ТЭЦ	1247,9	1282,8	1174,2	1125,7	895,0
5.	Челябинская ТЭЦ-1	436,4	697,9	896,5	895,9	883,0
6.	Челябинская ТЭЦ-2	1659,6	1871,3	1931,7	1841,3	1679,2
7.	Челябинская ТЭЦ-3	3759,7	4018,2	3818,5	3733,6	3723,0
8.	Челябинская ГРЭС	318,7	343,7	526,7	3056,2	4027,1
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	37,8	0,2	0,1	109,0	126,7
10.	Карабашская МКЭУ	-	-	-	74,6	113,3
11.	Каслинская МКЭУ	-	-	-	71,3	147,3
Итого генерирующие компании		15445,7	16229,8	18955,8	21059,5	20248,2
Итого электростанции промышленных предприятий		7450,3	7495,6	7680,5	7410,9	7047,6
Суммарная выработка электростанциями Челябинской области		22896,0	23725,4	26636,3	28470,4	27295,8

Рисунок 15

Выработка электрической энергии на электростанциях Челябинской области за последние 5 лет



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

Балансы мощности.

Фактические балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2013-2017 годы приведены в таблице 24 и рисунке 16.

Таблица 24

**Балансы мощности энергосистемы Челябинской области
за 2013-2017 годы, МВт**

№	Мощность	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1.	Дата, час максимума	17.01 7-00 (мск)	30.01 9-00 (мск)	23.01 7-00 (мск)	22.12 16-00 (мск)	25.12 9-00 (мск)
2.	Установленная мощность	4767,22	4809,791	5297,62	5730,22	6028,81
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	4767,22	3838,871*	4326,7	4781,3	5033,3
	электростанции промышленных предприятий	-	970,92	970,92	948,92	995,51
3.	Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	79,105	465,777	691,018	182,179	326,472
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	79,105	351,11	551,159	29,378	56,598
	электростанции промышленных предприятий	-	114,667	139,859	152,801	269,874
4.	Располагаемая мощность (2-3)	4688,115	4344,014	4606,602	5548,041	5702,338
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	4688,115	3487,761	3775,541	4751,922	4976,702
	электростанции промышленных предприятий	-	856,253	831,061	796,119	725,636
5.	Плановое ремонтное снижение (в соответствии с месячным графиком ремонтов)	81,5	25	430	142	87
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	81,5	25	408	90	25
	электростанции промышленных	-	0	22	52	62

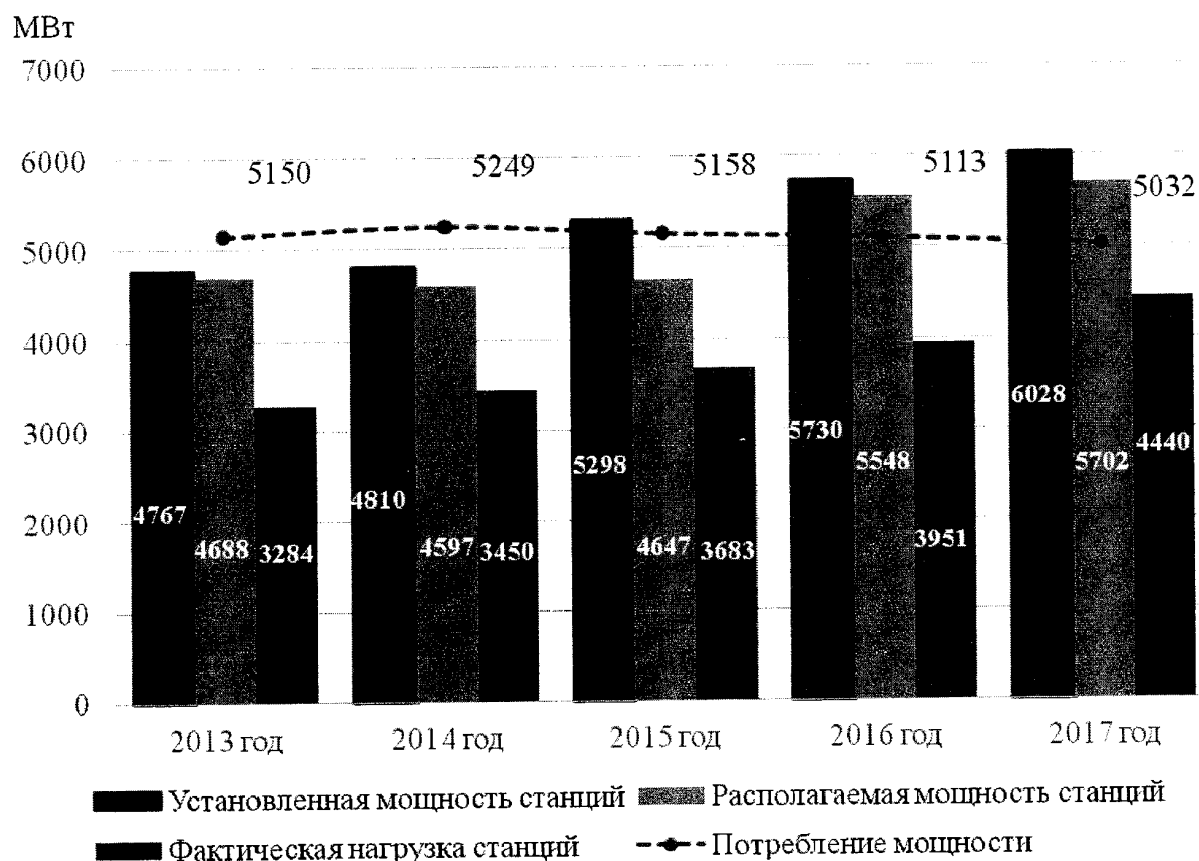
	предприятий					
6.	Снижение мощности в связи с выводом в неплановый, неотложный и аварийный ремонты	1052,45	550	220	568	0
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	1052,45	540	220	568	0
	электростанции промышленных предприятий	-	10	0	0	0
7.	Мощность в консервации	0	0	0	0	0
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
	электростанции промышленных предприятий	-	-	-	0	0
8.	Снижение мощности в связи с ЗРР	0	202,812	25,509	458,022	26,437
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	202,812	25,509	458,022	26,437
	электростанции промышленных предприятий	-	0	0	0	0
9.	Рабочая мощность (4-(5+6+7+8))	3554,165	3609,202	3931,093	4380,019	5588,901
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	3554,165	2719,949	3122,032	3635,9	4925,265
	электростанции промышленных предприятий	-	889,253	809,061	744,119	663,636
10.	Мощность в резерве	101,2	369,304	288,26	631,533	1297,448
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	101,2	369,304	288,26	631,533	1297,448
	электростанции промышленных предприятий	-	-	-	0	0
11.	Перегруз	0	253,063	40,072	202,345	148,686
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	210,063	0,072	165,845	27,897
	электростанции промышленных	-	43	40	36,5	120,789

	предприятий					
12.	Нагрузка электростанций	3284,224	3449,961	3682,905	3950,831	4440,139
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	3284,224	2560,708	2833,844	3170,212	3655,714
	электростанции промышленных предприятий	-	889,253	849,061	780,619	784,425
13.	Максимум потребления	5149,838	5248,531	5158,303	5113,049	5031,638
14.	Сальдо перетоков (12-13)	-1865,614	-1798,57	-1475,398	-1162,218	-591,499
15.	Дефицит (-) / избыток (+) (9-13)	-1595,673	-1639,329	-1227,21	-733,03	557,263

* С 2014 года из состава ТЭС отдельной строкой выделены электростанции промышленных предприятий.

Рисунок 16

Балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2013-2017 годы



С 2015 года в энергосистеме Челябинской области установленная и располагаемая мощность электростанций превышает потребление мощности, однако с учетом фактической нагрузки электростанций баланс электрической мощности в энергосистеме Челябинской области складывается с превышением потребления над выработкой электроэнергии.

Балансы электрической энергии.

Фактические балансы электроэнергии за последние 5 лет (данные по электропотреблению и выработке электроэнергии по годам за 2013 – 2017 годы) приведены в таблице 25 и на рисунке 17.

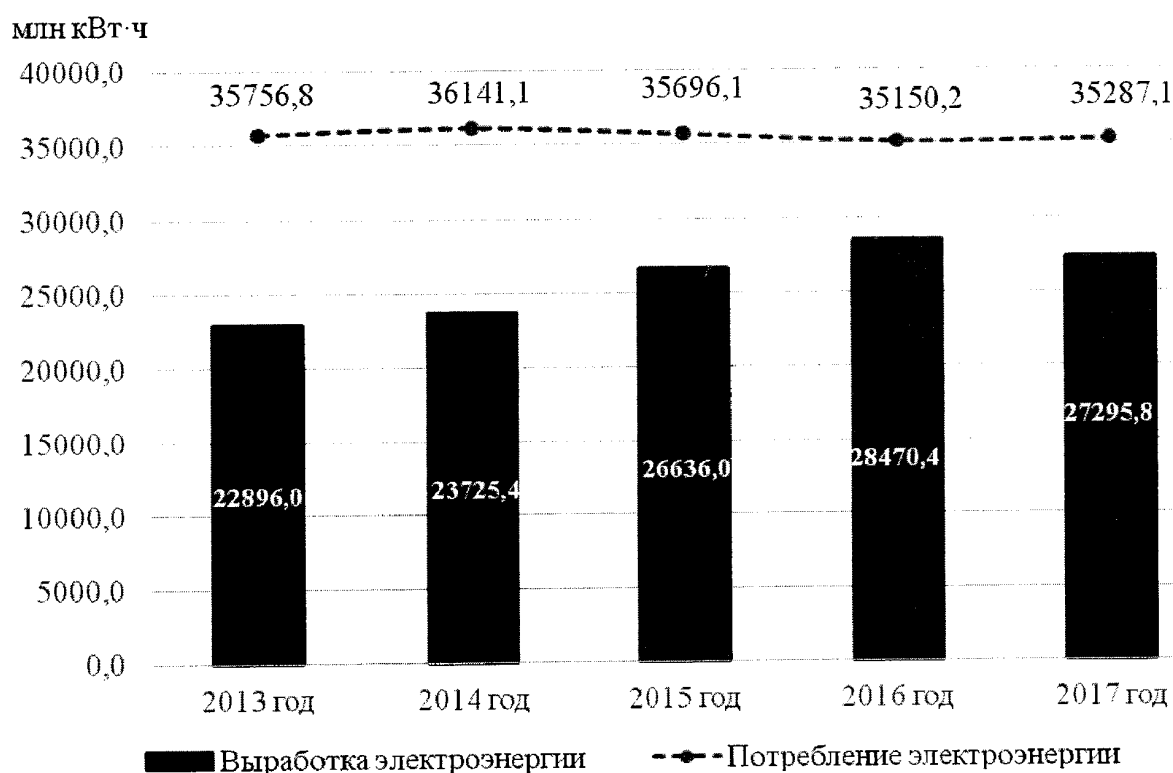
Таблица 25

Балансы электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2013 – 2017 годы

Наименование, единица измерения	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Электропотребление энергосистемы, млн. кВт·ч	35756,8	36141,1	35696,1	35150,2	35287,1
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	-475,9	384,3	445,0	-545,9	139,9
Среднегодовые темпы прироста, процентов	-1,3	1,1	-1,2	-1,5	0,4
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	22896,0	23725,4	26636,0	28470,4	27295,8
Абсолютный прирост выработки, млн. кВт·ч	-2781,6	829,4	2910,6	1834,4	-1174,6
Среднегодовые темпы прироста, процентов	-10,8	3,6	12,3	6,9	-4,1
Избыток(+)/Дефицит(-), млн. кВт·ч	-12860,8	-12415,7	-9060,1	-6679,8	-7991,3

Рисунок 17

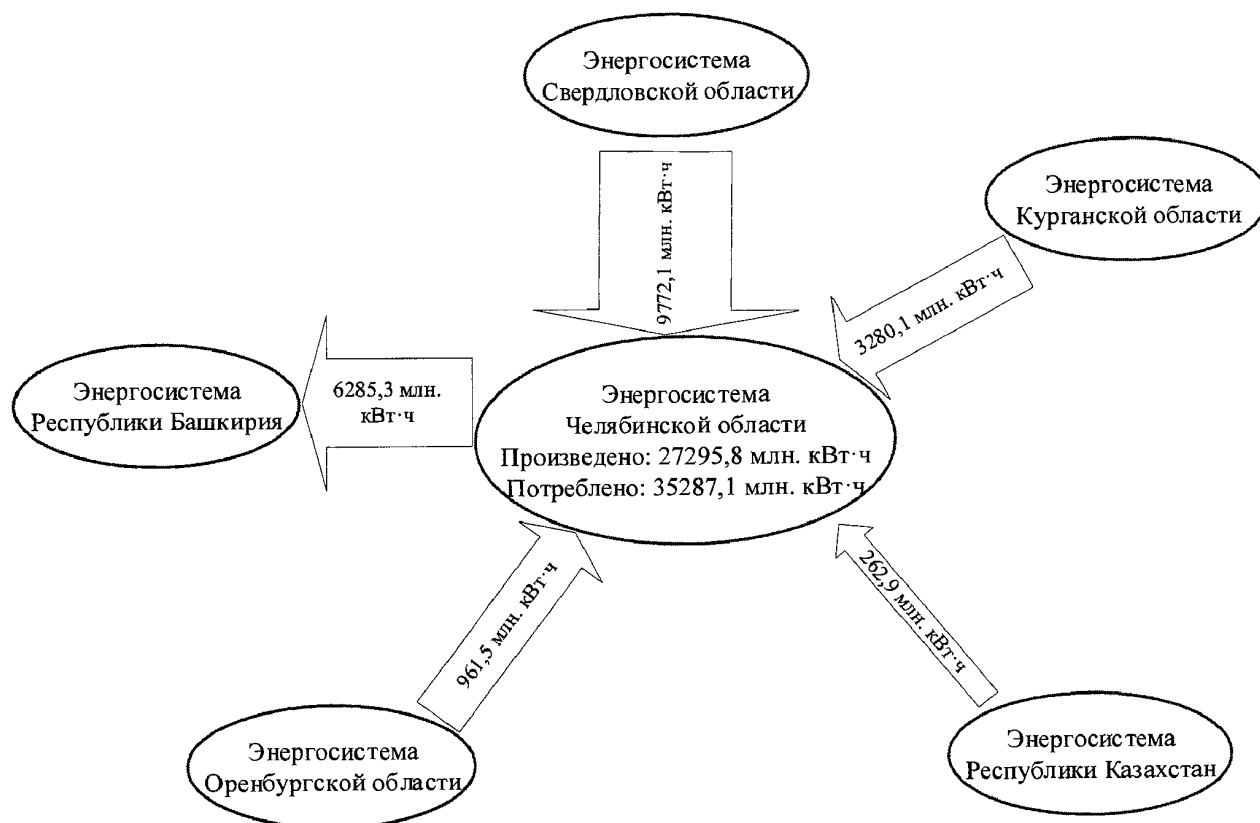
Балансы электроэнергии Челябинской области за 2013-2017 годы



Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Челябинской области за последние 5 лет складывались с дефицитом.

Фактический баланс электроэнергии за 2017 год, с учетом сальдо-перетоков в соседние энергосистемы, представлен на рисунке 18.

Баланс электроэнергии Челябинской области за 2017 год



15. Электрический и тепловой коэффициенты использования установленной мощности (поагрегатно, постанционно) за последние 5 лет.

КИУМ-э равен отношению фактической выработки электроэнергии за определённый период эксплуатации к теоретической выработке электроэнергии при работе без остановок на номинальной мощности.

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

Таблица 26

Электрический коэффициент использования
установленной мощности за последние 5 лет, процентов

№	Наименование электростанции	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1.	Троицкая ГРЭС	28,73	23,10	22,19	19,04	13,51
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ТГ № 1	27,64	38,79	50,95	62,14	н/д
	ТГ № 2	29,16	14,74	17,77	20,53	н/д
	ТГ № 3	35,63	31,55	54,87	48,79	н/д
	ТГ № 4	20,51	20,03	12,07	-	-
	ТГ № 5	10,86	6,94	7,07	-	-

	ТГ № 7	29,80	3,09	-	-	-
	Блок № 8	41,98	42,83	26,67	26,86	н/д
	Блок № 10	-	-	-	1,80	н/д
2.	Южноуральская ГРЭС	52,08	39,57	30,86	27,40	25,82
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ТГ № 2	59,01	44,64	-	-	-
	ТГ № 3	23,61	32,53	-	-	-
	ТГ № 4	17,59	16,89	32,48	-	-
	ТГ № 5	85,45	91,76	89,00	80,85	79,90
	ТГ № 6	54,61	54,06	35,49	28,57	14,13
	ТГ № 7	74,39	62,98	71,15	85,03	78,46
	ТГ № 8	70,28	72,43	61,80	44,75	58,00
	ТГ № 9	36,47	19,51	1,37	0,29	0,14
	ТГ № 10	47,41	12,10	4,42	0,99	0,14
3.	Южноуральская ГРЭС-2	-	54,77	82,05	81,69	71,84
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ПГУ-1	-	48,93	79,40	80,95	72,22
	ПГУ-2	-	110,87	84,70	82,43	71,46
4.	Аргаяшская ТЭЦ	73,05	75,09	68,74	65,72	50,61
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ТГ № 1	н/д	н/д	н/д	н/д	63,76
	ТГ № 2	н/д	н/д	н/д	н/д	59,02
	ТГ № 3	н/д	н/д	н/д	н/д	32,78
	ТГ № 5	н/д	н/д	н/д	н/д	74,99
	ТГ № 6	н/д	н/д	н/д	н/д	0,15
5.	ТГ № 7	н/д	н/д	н/д	н/д	59,33
	Челябинская ТЭЦ-1	33,43	39,45	66,82	75,67	74,56
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ТГ № 1	н/д	н/д	н/д	-	-
	ТГ № 2	н/д	н/д	н/д	-	-
	ТГ № 5	н/д	н/д	н/д	-	-
	ТГ № 7	н/д	н/д	н/д	н/д	67,54
	ТГ № 8	н/д	н/д	н/д	н/д	39,04
	ТГ № 9	н/д	н/д	н/д	н/д	-
	ТГ № 10	н/д	н/д	н/д	н/д	90,63
6.	ТГ № 11	н/д	н/д	н/д	н/д	86,57
	Челябинская ТЭЦ-2	59,21	66,76	68,91	65,51	57,64
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ТГ № 1	н/д	н/д	н/д	н/д	51,03
	ТГ № 2	н/д	н/д	н/д	н/д	29,88
	ТГ № 3	н/д	н/д	н/д	н/д	75,35
	ТГ № 4	н/д	н/д	н/д	н/д	67,93

7.	Челябинская ТЭЦ-3	74,47	79,59	75,43	72,87	69,96
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	Блок № 1	н/д	н/д	н/д	н/д	68,34
	Блок № 2	н/д	н/д	н/д	н/д	72,94
	Блок № 3	н/д	н/д	н/д	н/д	73,19
8.	Челябинская ГРЭС	44,36	47,87	77,32	74,01	86,28
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ТГ № 1	н/д	н/д	н/д	н/д	-
	ТГ № 2	н/д	н/д	н/д	н/д	-
	ТГ № 3	н/д	н/д	н/д	н/д	-
	ТГ № 4	н/д	н/д	н/д	-	-
	ТГ № 5	н/д	н/д	н/д	-	-
	ТГ № 6	н/д	н/д	н/д	-	-
	ТГ № 7	н/д	н/д	н/д	н/д	-
	ТГ № 8	н/д	н/д	н/д	-	-
	Блок № 1	-	-	н/д	н/д	77,08
	Блок № 2	-	-	-	н/д	73,85
	Блок № 3	-	-	-	-	65,54
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10.	Карабашская МКЭУ	-	-	-	н/д	н/д
11.	Каслинская МКЭУ	-	-	-	н/д	н/д
12.	ТЭЦ УралАЗ	70,50	90,50	85,00	87,50	88,00
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ТГ № 1	49,00	94,00	89,00	94,00	91,00
	ТГ № 2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ТГ № 3	92,00	87,00	81,00	81,00	85,00
13.	ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	97,39	97,16	97,53	97,91	95,57
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ТГ № 1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ТГ № 2	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ТГ № 3	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
14.	ТЭЦ ЧМК	74,59	72,15	78,64	71,65	73,47
	в том числе поагрегатно	-	-	-	-	-
	ТГ № 2	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ТГ № 3	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ТГ № 4	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ТГ № 5	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ТГ № 6	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ТГ № 7	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ТГ № 8	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ТГ № 9	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Данные представлены как поагрегатно, так и для электростанций в целом.

Наиболее высокий КИУМ-э по итогам 2017 года зафиксирован на ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод» (95,57 процента), наиболее низкий – на Троицкой ГРЭС (13,51 процента).

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

Таблица 27

Тепловой коэффициент использования
установленной мощности за последние 5 лет

№	Наименование электростанции	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1.	Троицкая ГРЭС	15,66	16,37	15,55	19,57	17,71
2.	Южноуральская ГРЭС	7,33	10,47	9,32	11,86	12,19
3.	Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
4.	Аргаяшская ТЭЦ	30,86	32,09	30,91	32,06	29,82
5.	Челябинская ТЭЦ-1	15,36	10,24	13,27	20,72	20,29
6.	Челябинская ТЭЦ-2	17,42	28,53	26,73	25,97	23,64
7.	Челябинская ТЭЦ-3	27,48	27,98	27,57	27,10	25,98
8.	Челябинская ГРЭС	19,10	21,13	21,01	19,99	19,26
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	-	-	-	-	-
10.	Карабашская МКЭУ	-	-	-	н/д	н/д
11.	Каслинская МКЭУ	-	-	-	н/д	н/д
12.	ТЭЦ УралАЗ	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
13.	ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	75,00	74,00	78,00	77,00	84,00
14.	ТЭЦ ЧМК	25,64	26,40	25,61	25,62	25,50

Данные представлены для электростанций в целом.

Наиболее высокий КИУМ-т по итогам 2017 года зафиксирован на ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод» (84,0 процента), наиболее низкий – на Южноуральской ГРЭС (12,19 процента).

16. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет.

Энергоемкость ВРП субъекта Российской Федерации (энергоемкость) определяется по формуле:

$$\text{энергоемкость} = \text{ТЭР} / \text{ВРП (тонн условного топлива/млн. рублей)},$$

где:

ТЭР - потребление субъектом Российской Федерации топливно-энергетических ресурсов, тыс. тонн условного топлива;

ВРП - объем валового регионального продукта, млрд. рублей.

Данные по динамике энергоемкости ВРП за последние 5 лет приведены в таблице 28.

Таблица 28

Динамика энергоемкости ВРП за последние 5 лет

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
ВРП, млрд. рублей	882,339	993,900	1170,313	1303,491*	1447,478*
Энергоемкость ВРП, тонн условного топлива/млн. рублей	47,8	37,5	31,3	н/д	н/д

*Статистические данные по ВРП за 2016-2017 годы получены на основании ретроспективных данных.

Энергоемкость ВРП служит суммарным индикатором эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в регионе. С 2013 года наблюдается снижение энергоемкости ВРП в Челябинской области.

Электроемкость ВРП.

Электроемкость ВРП субъекта Российской Федерации (Э) определяется по формуле:

$$\text{Э} = \text{ПЭ} / \text{ВРП} \text{ (кВт·ч/рублей)},$$

где:

ПЭ – потребление электроэнергии субъектом Российской Федерации, млн. кВт·ч;

ВРП - объем валового регионального продукта, млрд. рублей.

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

Данные по динамике электроемкости ВРП за последние 5 лет приведены в таблице 29.

Таблица 29

Динамика электроемкости ВРП за последние 5 лет

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	35 757	36 141	35 696	35 150	35 287
ВРП, млрд. рублей	882,339	993,900	1170,313	1303,491*	1447,478*
Электроемкость ВРП, кВт·ч/рублей	0,041	0,036	0,031	0,027	0,024

*Статистические данные по ВРП за 2016-2017 годы получены на основании ретроспективных данных.

С 2013 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 субъекта Российской Федерации (O_p) определяется по формуле:

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

где:

ЭР – расходы субъекта Российской Федерации на приобретение энергетических ресурсов, млрд. рублей;

ВРП – объем валового регионального продукта, млрд. рублей.

Данные по динамике отношения расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП за последние 5 лет приведены в таблице 30.

Таблица 30

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

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
ВРП, млрд. рублей	882,339	993,900	1170,313	1303,491*	1447,478*
расходы на приобретение топлива, млрд. рублей	186,29	174,81	178,59	н/д**	н/д**
расходы на приобретение топлива, процентов	21,11	17,61	15,26	н/д	н/д
в том числе	-	-	-	-	-
продукты нефтепереработки	44,11	34,90	26,56	н/д	н/д
газ природный и попутный	95,74	101,22	102,80	н/д	н/д
уголь	20,38	18,38	22,11	н/д	н/д
другие виды топлива	26,06	20,31	27,12	н/д	н/д
расходы на энергию, млрд. рублей	62,52	58,45	63,37	н/д	н/д
расходы на энергию, процентов	7,09	5,89	5,41	н/д	н/д
в том числе:	-	-	-	-	-
электрическую	53,79	47,71	51,01	н/д	н/д
тепловую (отопление)	6,98	8,08	9,91	н/д	н/д
тепловую (производственные нужды)	1,76	2,66	2,45	н/д	н/д
расходы на воду, млрд. рублей	2,94	2,81	3,01	н/д	н/д
расходы на воду, процентов	0,33	0,28	0,25	н/д	н/д
в том числе:	-	-	-	-	-
холодную	2,58	2,37	2,65	н/д	н/д
горячую	0,36	0,44	0,36	н/д	н/д

* Статистические данные по ВРП за 2016-2017 годы получены на основании ретроспективных данных.

** Показатели за 2016-2017 годы определить невозможно, поскольку статистические данные о расходах на приобретение энергетических ресурсов за 2016-2017 годы отсутствуют (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).

Анализируя данные таблицы 30, можно отметить следующее:

среднее значение расходов на приобретение топлива составляет 17,99 процента от ВРП;

среднее значение расходов на приобретение энергии составляет 6,13 процента от ВРП;

среднее значение расходов на воду (холодную и горячую) составляет 0,29 процента от ВРП.

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 субъекта Российской Федерации ($D_{\text{субъект.эр.воз}}$), определяется по формуле:

$D_{\text{субъект.эр.воз}} = (OP_{\text{субъект.эр.воз}} / OP_{\text{субъект.эр.общий}} \times 100 \text{ (процентов)}, \text{ где:}$

$OP_{\text{субъект.эр.воз}}$ — объем производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов на территории субъекта Российской Федерации, тонн условного топлива;

$OP_{\text{субъект.эр.общий}}$ — общий объем энергетических ресурсов, произведенных на территории субъекта Российской Федерации, тонн условного топлива.

Данный показатель не может быть представлен в целях обеспечения конфиденциальности первичных статических данных, полученных от организаций, в соответствии с частью 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.

Доля объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории субъекта Российской Федерации (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью свыше 25 МВт) ($D_{\text{субъект.э.г.ген}}$) определяется по формуле:

$D_{\text{субъект.э.г.ген}} = (OP_{\text{субъект.э.г.ген}} / OP_{\text{субъект.т.г.ген}} \times 100 \text{ (процентов)}, \text{ где:}$

$OP_{\text{субъект.э.г.ген}}$ — объем производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, на территории субъекта Российской Федерации, тыс. кВт·ч;

ОП_{субъект.т.ген} – совокупный объем производства электрической энергии на территории субъекта Российской Федерации, 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 31.

Таблица 31

Динамика доли объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
производство электроэнергии, млн. кВт·ч	22896,0	23725,4	26636,3	28470,4	27295,8
производство электроэнергии на основе ВИЭ, млн. кВт·ч	0	0	0	0	0
доля объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, 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.

Удельный расход топлива на выработку электрической энергии тепловыми электростанциями.

В таблице 32 приведены данные удельного расхода топлива на выработку электрической энергии тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 32

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

№	Наименование электростанции	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1.	Троицкая ГРЭС	459,47	462,61	450,66	442,20	481,13
2.	Южноуральская ГРЭС	403,70	417,40	421,96	422,01	449,94
3.	Южноуральская ГРЭС-2	-	190,60	220,40	222,56	220,76
4.	Аргаяшская ТЭЦ	404,50	403,20	375,80*	378,90	360,70
5.	Челябинская ТЭЦ-1	371,20	274,30	229,00*	227,90	228,60

6.	Челябинская ТЭЦ-2	328,50	309,60	271,40*	277,90	278,20
7.	Челябинская ТЭЦ-3	258,70	257,30	234,70*	232,00	226,60
8.	Челябинская ГРЭС	365,40	364,10	197,40*	242,70	236,00
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10.	Карабашская МКЭУ	-	-	-	н/д	н/д
11.	Каслинская МКЭУ	-	-	-	н/д	н/д
12.	ТЭЦ ЧМК	н/д	370,71	376,54	367,60	н/д
13.	ТЭЦ АО «Златмаш»	н/д	242,30	171,90	212,95	232,75
14.	ТЭЦ УралАЗ	284,60	283,80	263,80	245,10	255,20
15.	ТЭЦ ПАО «АМЕТ»	525,11	527,38	530,31	527,34	522,38
16.	ТЭЦ ЧМК	440,67	455,00	451,73	446,92	451,72

* По станциям ПАО «Фортум» в 2015 году произведен переход на расчёты удельного расхода топлива на выработку электрической энергии по физическому методу.

Согласно представленным данным наиболее экономичной электростанцией в части производства электроэнергии, по итогам 2017 года является Южноуральская ГРЭС-2 (филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация»). Среди станций промышленных предприятий наиболее экономичной является ТЭЦ АО «Златмаш».

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии тепловыми электростанциями.

В таблице 33 приведены данные удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии тепловыми электростанциями, функционирующими в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет.

Таблица 33

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

№ п/п	Наименование электростанции	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1.	Троицкая ГРЭС	171,02	167,80	168,12	167,23	168,98
2.	Южноуральская ГРЭС	179,60	178,25	179,65	180,46	187,39
3.	Южноуральская ГРЭС-2	-	-	-	-	-
4.	Аргаяшская ТЭЦ	152,6	153,5	171,8	172,8	173,1
5.	Челябинская ТЭЦ-1	139,3	127,00	139,9	138,6	138,9
6.	Челябинская ТЭЦ-2	145,1	137,7	170,4	171,6	172,8
7.	Челябинская ТЭЦ-3	128,00	124,9	152,3	156,2	157,7
8.	Челябинская ГРЭС	140,5	137,8	172,8	162,3	122,1
9.	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10.	Карабашская МКЭУ	-	-	-	н/д	н/д
11.	Каслинская МКЭУ	-	-	-	н/д	н/д
12.	ТЭЦ ЧМК	н/д	158,23	164,36	162,77	н/д
13.	ТЭЦ АО «Златмаш»	н/д	159,40	158,60	158,34	161,56
14.	ТЭЦ УралАЗ	166,90	166,20	163,20	165,40	163,80

15.	ТЭЦ ЧМК	169,90	171,09	170,32	171,44	169,87
-----	---------	--------	--------	--------	--------	--------

Согласно представленным данным наиболее экономичной электростанцией в части производства тепловой энергии по итогам 2017 года является Челябинская ГРЭС (филиал ПАО «Фортум»). Среди станций промышленных предприятий наиболее экономичной является ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод».

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 4 – 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:

$$\text{ЭД} = \text{ПЭ} / \text{Ч} \text{ (кВт}\cdot\text{ч/человек)}, \text{ где:}$$

ПЭ – потребление электроэнергии субъектом Российской Федерации, млн. кВт·ч;

Ч – численность населения субъекта Российской Федерации, млн. человек.

Данные о динамике потреблении электроэнергии на душу населения на территории Челябинской области приведены в таблице 34.

Таблица 34

Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	35757	36141	35696	35150	35 287
численность населения, млн. человек	3,4853	3,4901	3,4973	3,5007	3,5023
потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/человек	10259,4	10355,3	10206,7	10040,8	10075,4

Для энергосистемы Челябинской области потребление электроэнергии на душу населения в 1,4 раза выше, чем в целом по территории Российской Федерации. В целом по России данный показатель находится на уровне 7100 кВт·ч на человека.

Электровооруженность труда в экономике.

Данные по динамике электровооруженности труда в экономике (в основных видах деятельности промышленного производства) приведены в таблице 35.

Таблица 35

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

Показатели	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год*	2017 год*
------------	-------------	-------------	-------------	--------------	--------------

1. Добыча полезных ископаемых	45,2	73,5	96,4	н/д	н/д
2. Обрабатывающие производства	72,2	74,7	73,9	93,6	н/д
из них:	-	-	-	-	-
производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	13,0	13,3	12,6	н/д	н/д
текстильное и швейное производство	4,4	4,1	5,1	н/д	н/д
производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	3,1	3,3	3,3	н/д	н/д
обработка древесины и производство изделий из дерева	13,0	13,7	10,2	н/д	н/д
целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	9,9	9,3	5,2	н/д	н/д
химическое производство	49,0	40,0	37,1	н/д	н/д
производство резиновых и пластмассовых изделий	16,2	16,9	16,8	н/д	н/д
производство прочих неметаллических минеральных продуктов	50,8	51,7	55,4	н/д	н/д
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	167,1	165,2	167,3	н/д	н/д
производство машин и оборудования	15,2	15,5	15,9	н/д	н/д
производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	7,4	7,5	5,2	н/д	н/д
производство транспортных средств и оборудования	13,3	13,3	13,7	н/д	н/д
3. Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	86,0	86,4	86,3	н/д	н/д

* За 2016 и 2017 годы статистические данные по электровооруженности отсутствуют.

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 36.

Таблица 36

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

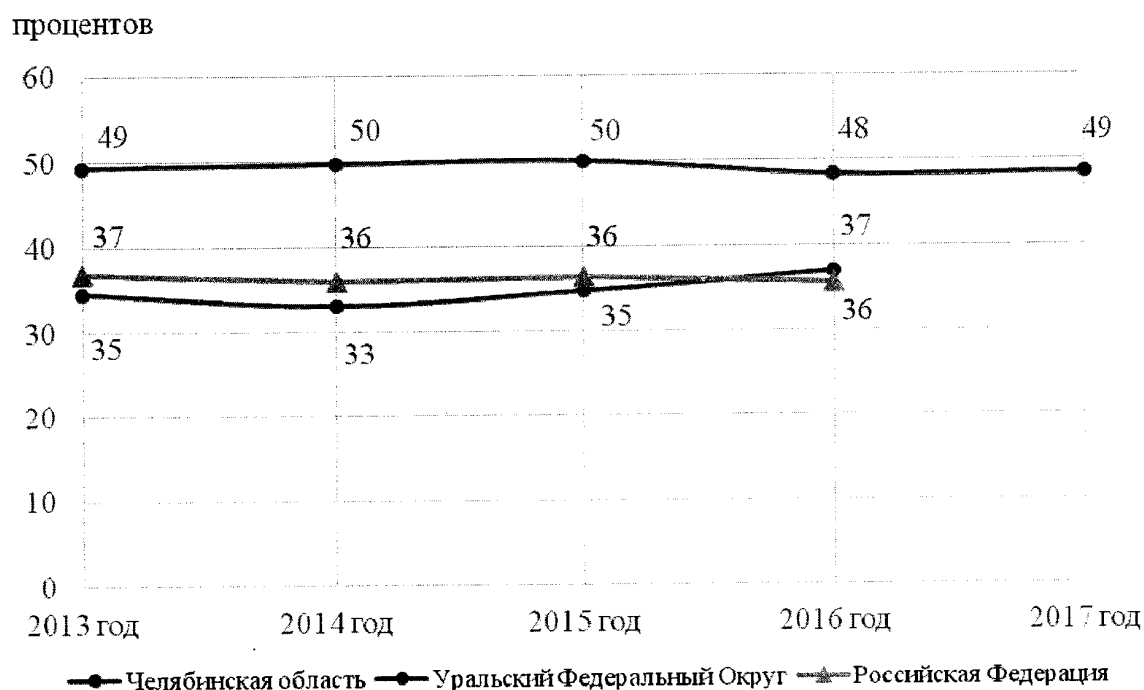
Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
общий объем производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области, тыс. Гкал	48420	47735	47166	48420	47960

общий объем тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети от источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, тыс. Гкал	23889	23724	23560	23398	23237
доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	0,493	0,497	0,500	0,483	0,485
доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, процентов	49,3	49,7	50,0	48,3	48,5

На рисунке 19 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 2017 год данные отсутствуют).

Рисунок 19

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 Южный федеральный округ, так и в целом показатели по Российской Федерации.

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 37.

Таблица 37

Данные по электрическим сетям 110 кВ и выше
филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС

Наименование	Показатель
протяженность ЛЭП 500 кВ, километров	1308
протяженность ЛЭП 220 кВ, километров	1668
протяженность ЛЭП 110 кВ, километров	75
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	9749,1

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 38.

Таблица 38

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

Наименование	Показатель
количество ПС 220 кВ, штук	1
суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 220 кВ, МВА	64
количество ПС 110 кВ, штук	185
суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 110 кВ, МВА	5360,97
количество ПС 35 кВ, штук	124
суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 35 кВ, МВА	1018,36

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 Козырево – Трубная I с отпайкой на ПС Челябинск Южный-т и ВЛ Козырево – Трубная II с отпайкой на ПС Челябинск Южный-т (2х35,25 километра).

В таблицах 39 и 40 представлен перечень существующих ЛЭП с напряжением 110 кВ и выше, в таблице 41 представлен перечень существующих подстанций с напряжением 110 кВ и выше с указанием сводных данных по ним.

Таблица 39

Перечень существующих ЛЭП

№	Наименование ЛЭП	Год ввода	Марка провода	Длина ЛЭП, километров
500 кВ (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС)				
1.	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	ЗАС-300	272,2
2.	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	1959	ЗАСО-500	59,6
		1959	ЗАСО-480	19,1
		1986	ЗАС-400/51	36,8
		-	-	115,5
3.	ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	1985	ЗАС-300/48	3,2
		1986	ЗАС-300/48	128
		-	-	339,5
4.	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	1975	ЗАСО-500	12,1
		1959	ЗАСО-400	72,02
		1986	ЗАСО-500	1,68
		-	-	85,8
5.	ВЛ 500 кВ Курган – Козырево	2008	ЗАС-300/39	114,24
6.	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС	1975	ЗАСО-330	138,8
		1975	ЗАСУ-300	15,2
		-	-	220,5
7.	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	1990	ЗАСО-330	186,6
8.	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	1989	ЗАСО-480	1,370

		1959	3ACO-500	43,630
		2005	3AC500/64	0,200
		-	-	45,200
9.	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	1990	3AC-330/43	16,4
10.	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	1972	3AC0-330	163,9
11.	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	1959	3ACO-500	57,91
		1975	3ACO-399	11,99
		-	-	118,04
12.	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	1975	3ACУ-300	55,3
13.	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	1986	3AC-400/51	36,6
		1959	3ACO-500	24,9
		-	-	61,5
14.	ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево	-	3AC-300	9,45
		-	3AC-330	126,8
		-	-	136,6
15.	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол	-	3AC-500	226,69
16.	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Южная	-	3AC-500	133,96
17.	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	1964	3AC-500	63,7
		2015	Cu/XLPE/CWS/Al- foil/HFPO 1C×2000SQMM 500 kV	0,52
		-	-	64,22
18.	КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол	1964	3ACO-500	88,05
		2015	Cu/XLPE/CWS/Al- foil/HFPO 1C×2000SQMM 500 kV	0,53
		-	-	88,58
220 кВ (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС)				
1.	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная	-	AC-240	95,3
		-	AC-400	52,64
		-	-	142,08
2.	ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогатительная	-	AC-300	33,542
3.	ВЛ 220 кВ Обогатительная – Михеевский ГОК	-	AC-300	1,613
4.	ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I цепь с отпайкой на ПС ГПП-9	1977	ACO-400	20,2
5.	ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная II цепь с отпайкой на ПС ГПП-9	1977	ACO-400	20,2
6.	ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1	1976	ACO-400	108,3
7.	ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2	1971	ACO-400	108
8.	ВЛ 220 кВ КС19 – Чебаркуль	1985	AC-400	0,9
		1955	ACУ-400	21,2
		1976	ACУ-400	17,1
		1976	ACO-400	38,5
		-	-	77,7

9.	ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская	1967	АС-400	3,7
		1956	АСУ-400	41,93
		-	-	86,7
10.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 60	1971	АСО-500	15,1
11.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77	1971	АСО-500	17,414
		2006	АС-500/64	0,387
		1977	АСО-500	13,66
		-	-	31,46
12.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 I цепь	1971	АСО-500	13,11
		1980	АСО-500	0,3
		-	-	13,41
13.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 II цепь	1971	АСО-500	7,91
		1980	АСО-500	5,53
		-	-	13,44
14.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90	1971	АСО-500	17,7
15.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	1977	АСО-300	12,2
		1989	АСО-300	6,12
		-	-	18,32
16.	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	1977	АСО-300	12,2
		1989	АСО-300	6,12
		-	-	18,32
17.	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь	2010	АС-400/51	0,427
		1978	АСО-400	2,704
		1982	АСО-400	1,085
		-	-	4,216
18.	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ II цепь	2010	АС-400/51	0,427
		1978	АСО-400	2,704
		1982	АСО-400	1,085
		-	-	4,216
19.	КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 I цепь	-	АСО-500	1,8
		-	FXGL-220 Н9 (1х630)	0,5
		-	-	2,3
20.	КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 II цепь	-	АСО-500	1,8
		-	FXGL-220 Н9 (1х630)	0,5
		-	-	2,3
21.	ВЛ 220 кВ ПС 86 – ПС 60	1980	АСО-500	0,3
		1971	АС-500	1,93
		-	-	2,23
22.	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	2006	АС-500/64	0,118
		1977	АСО-500	13,448
		2006	АС-500/64	0,058
		-	-	13,624
23.	ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 I цепь	1990	АСО-500	17,4
24.	ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 II цепь	1990	АСО-500	17,4
25.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Каргалы 220	1986	АС-300	139,9

26.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская	-	АСО-300	44,29
27.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1	1961	АСО-480	176,51
28.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2	1962	АСО-480	176,56
29.	ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I цепь	-	АС-300	60,2
30.	ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ II цепь	-	АС-300	60,2
31.	ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая I цепь	1982	АСО-400	0,215
		1983	АСО-400	2,716
		2010	АС-400/51	0,431
		-	-	3,362
32.	ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая II цепь	1982	АСО-400	0,215
		1983	АСО-400	2,716
		2010	АС-400/51	0,431
		-	-	3,362
33.	ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая	2000	АС-400/51	0,47
		1970	АСО-400	6,2
		-	-	6,67
34.	ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол	1976	АСО-400	80,2
		1955	АСУ-400	29
		-	-	109,2
35.	КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая I цепь	-	АС-400	6,33
		2015	АПвПу2г	0,39
		-	-	6,72
36.	КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая II цепь	-	АС-400	6,33
		2015	АПвПу2г	0,46
		-	-	6,79
37.	КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь	-	АС-400	10,72
		2015	АПвПу2г	0,29
		-	-	11,01
38.	КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол II цепь	-	АС-400	5,62
		2015	АПвПу2г	4,85
		-	-	10,47
39.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I цепь	2010	АСКС-400/51	0,459
		1981	АС-400	1,051
		1975	АСО-400	15,086
		-	-	16,596
40.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево II цепь	2010	АСКС-400/51	0,458
		1981	АС-400	1,051
		1971	АСО-400	15,222
		-	-	16,731
41.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая I цепь	2006	АС-400/51	0,1
		2010	АСКС-400/50	2,647
		-	-	2,747
42.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая II цепь	2006	АС-400/51	0,1
		2010	АСКС-400/51	2,678

		-	-	2,778
43.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая III цепь	2010	АСКС-400/51	0,255
		1981	АС-400	1,805
		2010	АС-400/51	0,81
		-	-	2,87
44.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая IV цепь	2010	АСКС-400/51	0,255
		1981	АС-400	1,805
		2010	АС-400/51	0,81
		-	-	2,87
45.	ВЛ 220 кВ Шагол – Каптак I цепь с отпайкой на ПС Очистные сооружения	1961	АСО-480	15,7
		1981	АС-240	1,8
		-	-	17,5
46.	ВЛ 220 кВ Шагол – Каптак II цепь с отпайкой на ПС Очистные сооружения	1961	АСО-480	15,7
		1981	АС-240	1,8
		-	-	17,5
47.	ВЛ 220 кВ Шагол – Кунашак	1956	АСУ-400	59,1
		1980	АС-400	3,7
		-	-	62,8
48.	ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая-220	1970	АСО-400	7,6
		2000	АС-400/51	0,52
		-	-	8,12
49.	ВЛ 220 кВ Южноуральская – ГРЭС - Троицкая ГРЭС	1958	АСО-480	63
50.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС Исаково	1960	2*АСО-480	75
		1961	2*АСО-480	17,3
		1966	АСО-400	17
51.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь	-	АСУ-400	4,11
52.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь	-	АС-480	4,28
53.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19	-	АСУ-400	14,83
54.	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково	-	АС-480	105,54
110 кВ (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС)				
55.	Участок ВЛ 110 кВ Бускуль-т – Саламат-т	1966	АС-185	4,796 (опоры 80-101)
56.	Участок ВЛ 110 кВ Карталы район- ная – Кара-Оба-т	1966	АС 150	32,4 (опоры 1-147)
57.	Участок ВЛ 110 кВ Магнай-т – Саламат-т	1964	АС-185	3,396 (опоры 187- 201)
58.	Участок ВЛ 110 кВ Магнай-т – Саламат-т	1966	АС-185	1,4 (опоры 201- 208)
59.	Участок ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная	1966	АС-185	17,34 (опоры 110-172)
60.	Участок ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы-т с отпайкой на ПС ПТФ	1979	АС-185	0,9 (опоры 1-6)

61.	Участок ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы-т с отпайкой на ПС ПТФ	1966	АС-150	1,4 (опоры 6-15)
62.	Участок ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т	1964	АС-185	7,036 (опоры 1-36)
63.	Участок ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т	1964	АС-185	7,036 (опоры 1-36)
110 кВ (Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»)				
1.	ВЛ 110 кВ Акбашево – Кулуево	1976	АС-150	11,5
		1987	АС-185	19
		1990	АС-150	0,3
		-	-	30,8
2.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – АМЗ I цепь с отпайкой на ПС ГПП-2	2011	АС-120	2,5
3.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – АМЗ II цепь с отпайкой на ПС ГПП-2	2011	АС-120	2,5
4.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками	-	АС-185	0,54
		2011	АС-120	32,30
		-	-	32,846
5.	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками	-	АС-185	0,546
		2011	АС-120	32,30
		-	-	32,846
6.	ВЛ 110 кВ Анненская – Карталы 220	1991	АС-150	7,04
		1967	АС-150	21,79
		1986	АС-150	0,87
		-	-	29,7
7.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-1	1953	АСУ-300	5
		-	АСУ-300	4,5
		-	-	9,5
8.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2	1958	АСУ-300	4,6
		-	АСУ-300	4
		-	-	8,6
9.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	1955	АСУ-300	4,6
		1958	АСУ-300	2,19
		-	-	6,79
10.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым I цепь с отпайкой на ПС Болото-11	1959	АС-185	18,6
11.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым II цепь с отпайкой на ПС Болото-12	1959	АС-185	18,6
12.	ВЛ 110 кВ Арси – Петропавловская	1982	АС-150	33
13.	ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	1959	АС-150	27,97
		2002	АС-150	0,27
		-	-	28,24
14.	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	1951	АС-150	15,33
		2002	АС-150	2,87
		1951	М-95	4,4
		-	-	22,6

15.	ВЛ 110 кВ Биргильда-т – Бишкиль-т	1996	АС-120	15,3
		1971	АС-120	1
		-	-	16,3
16.	ВЛ 110 кВ Бобровская – Ключевская	1978	АС-150	1,5
		1966	АС-120	16,94
		1969	АС-120	1,3
		-	-	19,74
17.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-2	1963	АС-240	0,23
		1957	М-150	1,76
		-	-	1,99
18.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-2	-	АС-120	1,96
19.	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т	1974	АС-150	3,68
		1980	АС-150	10,7
		1972	АС-150	1,04
		-	-	15,42
20.	ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т	1956	АС-150	11,89
		1997	АС-150	25,27
		1958	АС-150	0,7
		1998	АС-150	6,89
		1987	АС-185	0,57
		-	-	45,32
21.	ВЛ 110 кВ Бреды-т – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля	1968	АС-95	51,72
		-	-	63,82
22.	ВЛ 110 кВ Бреды-т – Павловская	1984	АС-95	4,21
		1968	АС-95	38,58
		-	-	42,79
23.	ВЛ 110 кВ Брусит – Сулея-т с отпайкой на ПС Айлино	1984	АС-120	5
		1993	АС-150	7,25
		1984	АС-150	0,7
		-	-	12,95
24.	ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2	1978	АСО-500	0,7
		1964	АСО-500	5,1
		-	-	5,8
25.	ВЛ 110 кВ Бускуль-т – Саламат-т	1966	АС-185	21,32
26.	ВЛ 110 кВ Бутаки – Полетаево-т	1998	АС-150	2
		1997	АС-150	2
		1995	АС-185	0,7
		-	-	4,7
27.	ВЛ 110 кВ Восточная – Комсомольская	1989	АС-185	1,3
		1966	АС-185	10,95
		-	-	12,25
28.	ВЛ 110 кВ Георгиевская – Бреды-т	1985	АС-120	1,84
		1968	АС-120	34
		-	-	35,84
29.	ВЛ 110 кВ Гогино-т – Бреды-т	1968	АС-120	40,47
		1974	АС-120	1
		-	-	41,47
30.	ВЛ 110 кВ Гончарская – Песчаная	-	АС-120	48,66

31.	ВЛ 110 кВ Город-2 – Тургояк	1962	АС-150	5,84
		1962	АС-185	4,2
		-	-	10,04
32.	ВЛ 110 кВ Горьковская – Березинская	1995	АС-120	8
33.	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2	1976	АС-185	2,6
		1957	АС-185	3
		-	-	5,6
34.	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками	1976	АС-185	2,6
		1957	АС-185	3
		-	-	5,6
35.	ВЛ 110 кВ Заварухино – Болото-7 с отпайками	1980	АС-150	4,9
		1996	АС-150	33,4
		2004-2005	АС-150	16,53
		2008	АС-150	5,9
		1929	М-95	5,57
		-	-	66,3
36.	ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	2002	АС-150	0,27
		1959	АС-150	2,96 (ЗЭС)
		-	-	3,23
37.	ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная	1986	АС-150	2,55
		2001	АС-150	16,20
		2002	АС-150	2,87
		-	-	21,62
38.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь	1958	АС-300	8,05
39.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь	1958	АС-300	8,05
40.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т	1958	АС-150	0,8
		1997	АС-150	19
		1964	АС-185	8,3
		-	-	28,1
41.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	1959	АСУ-400	48,24
42.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	1959	АСУ-400	48,24
43.	ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная	1976	АС-185	1,6
44.	ВЛ 110 кВ Еленинская – Карталы 220	1971	АС-150	0,9
		1967	АС-150	32,16
		1986	АС-150	22,66
		-	-	55,72
45.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Коркино № 1 с отпайками	1949	М-95	21,5
46.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Коркино № 2 с отпайками	1932	АС-95	20,7
		1994	АС-95	0,9
		-	-	21,6
47.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка –	1949	М-120	14

	Красногорка с отпайкой на ПС Ключи			
48.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Мех.завод	1974	АС-150	3,7
49.	ВЛ 110 кВ Еманкино-т – Бускуль-т	1984	АС-185	2
		1964	АС-185	38,08
		1966	АС-185	1,8
		-	-	41,88
50.	ВЛ 110 кВ Еткуль – Ю.Копи с отпайкой на ПС Калачево	1973	АС-240	20,3
		1967	АС-240	14,2
		-	-	34,5
51.	ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская	1996	АС-185	2,2
		1967	АС-95	35,3
		-	-	37,5
52.	ВЛ 110 кВ Исаково – Бутаки с отпайками	1957	АС-150	17,6
		1997	АС-150	3,5
		1998	АС-150	2
		-	-	23,1
53.	ВЛ 110 кВ Исаково – Еткуль с отпайками	1967	АС-240	9,3
		1973	АС-240	20,3
		-	-	29,6
54.	ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь с отпайками	1967	АС-185	20,3
55.	ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино II цепь с отпайками	1967	АС-185	20,3
56.	ВЛ 110 кВ Исаково – Синеглазово-т с отпайкой на ПС Смолинский карьер	1957	АС-185	11,9
57.	КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская I цепь с отпайками	-	АС-240	13,93
58.	КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская II цепь с отпайками	-	АС-240	13,93
59.	ВЛ 110 кВ Исаково – Гранитная с отпайками	-	АС-185	10,53
60.	ВЛ 110 кВ Гранитная – Челябинская ТЭЦ-1	-	АС-185	2,62
61.	ВЛ 110 кВ Исаково – Челябинская ТЭЦ-1 II цепь с отпайками	1963	АС-185	12,1
		1963	АС-300	0,5
		-	-	12,6
62.	ВЛ 110 кВ Исаково – Ю.Копи с отпайками	1967	АС-240	23,3
63.	ВЛ 110 кВ Казачья – Кочкарь с отпайкой на ПС Центральная разведочная	1956	АС-185	36,5
64.	ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т	-	АС-150	40,4
65.	ВЛ 110 кВ Касли – Курчатовская	1964	АС-185	18,6
		2008	АС-185	н/д
		-	-	18,6

66.	ВЛ 110 кВ Карталы 220 – Ракитная	1986	АС-150	0,83
		1999	АС-150	9,97
		1966	АС-150	30,9
		1979	АС-150	0,9
		-	-	42,6
67.	ВЛ 110 кВ Карталы 220 – Карталы районная I цепь	1999	АС-150	7,44
		1967	АС-150	4,52
		-	-	11,96
68.	ВЛ 110 кВ Карталы 220 – Карталы районная II цепь	1986	АС-150	0,87
		1999	АС-150	9,99
		-	-	10,86
69.	ВЛ 110 кВ Карталы 220 – Карталы-т	1999	АС-150	4,38
		1967	АС-150	5,15
		-	-	9,53
70.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Георгиевская с отпайкой на ПС Южностепная	1968	АС-120	44
		1985	АС-120	1,84
		-	-	45,84
71.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Гогино-т	1968	АС-120	39,47
72.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба-т	1966	АС 150	49,63
73.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Снежная	-	АС-120	50,47
74.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Тамерлан-т с отпайкой на ПС Варненская	1964	АС-185	33,1
		1964	АС-185	14,3
		1966	АС-185	1,4
		-	-	48,8
75.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Тумак-т	1964	АС-185	21,50
		1966	АС-185	0,80
		-	-	22,30
76.	ВЛ 110 кВ Карталы-т – Карталы районная	1967	АС 150	2,86
		1999	АС 150	3,06
		-	-	5,92
77.	ВЛ 110 кВ Каштак – Конверторная I цепь	1956	АСУ-300	3
		1977	АСУ-300	0,8
		-	-	3,8
78.	ВЛ 110 кВ Каштак – Конверторная II цепь	1956	АСУ-300	3
		1977	АСУ-300	0,8
		-	-	3,8
79.	ВЛ 110 кВ Кидыш – Петропавловская	1980	АС-95	3,99
		1979	АС-95	12,1
		-	-	16,09
80.	ВЛ 110 кВ Кизил – Обручевка с отпайкой на ПС Смородинка	-	АС-120	28,62
81.	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	1962	АС-185	5,35
		1976	АС-185	2,5
		-	-	7,85
82.	ВЛ 110 кВ Ключевская –	1969	АС-120	1,3

	Шантаринская	1966	АС-120	14,06
		1992	АС-120	6,4
		-	-	21,76
83.	ВЛ 110 кВ Козырево – Алакуль-т с отпайкой на ПС Пивкино-т	1975	АС-185	6,1
		1957	АС-185	25,9
		-	-	56,6
84.	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	1957	АС-185	5,20
		1975	АС-185	6,1
		-	-	11,3
85.	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь	1957	АС-185	5,2
		1975	АС-185	6,1
		-	-	11,3
86.	ВЛ 110 кВ Козырево – Чернявская-т	1975	АС-185	26,1
		1957	АС-185	1,7
		-	-	27,8
87.	ВЛ 110 кВ Коелга – Кочкарь с отпайкой на ПС Береговая	1979	АС 150	4,5
		1997	АС 150	4,2
		1931	АС 150	21,5
		1986	АС 150	10,2
		-	-	40,4
88.	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Маякская	1988	АС-185	1,5
		1966	АС-185	16,75
		-	-	18,25
89.	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	1977	АСО-300	0,7
		1956	АСУ-300	3,9
		1993	АС-300	5,48
		2010	АСКС-300/39	0,6
		-	-	10,68
90.	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	1977	АСО-300	0,7
		1956	АСУ-300	3,9
		1993	АС-300	5,48
		2010	АСКС-300/39	0,6
		-	-	10,68
91.	ВЛ 110 кВ КПД – Транзитная с отпайкой на ПС 220 кВ ЧФЗ	1993	АС-400/51	0,68
		1951	АСУ-400	7,66
		1991	АСУ-400	1,34
		1951	АСО-500	1,1
		1982	АСО-500	0,3
		1980	АСО-500	0,3
		1964	АСО-500	1,7
		1976	АСО-500	0,2
		-	-	13,28
92.	ВЛ 110 кВ Красная Горка – Арси	1982	АС-150	32
93.	ВЛ 110 кВ Красная Горка – Березинская –	1986	АСП-150	23,63
94.	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками	1993	АС-185	21,6
95.	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т	1993	АС-185	21,6

	II цепь с отпайками			
96.	ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань III цепь с отпайками	1990	АС-240	36,4
		1959	АС-120	18,8
		-	-	55,2
97.	ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань IV цепь с отпайками	1990	АС-240	36,4
		1959	АС-120	18,8
		-	-	55,2
98.	ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	1970	АС-150	9,8
		1971	АС-150	8,35
		-	-	18,15
99.	ВЛ 110 кВ Кулуево – Яраткулово	1990	АС-150	0,3
		1987	АС-185	9,9
		1981	АС-185	0,52
		-	-	10,72
100.	ВЛ 110 кВ Кумысная-т – Станкозаводская	1972	АС-150	2,1
		1956	АС-150	12,72
		1966	АС-150	7,72
		-	-	22,54
101.	ВЛ 110 кВ Кунашак – Разъезд 3-т	1980	АС-120	7
		1977	АС-120	9,9
		-	-	16,9
102.	ВЛ 110 кВ Кундравы – Филимоново	1988	АС-120	19,03
103.	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	1962	АС-185	1,95
		1976	АС-185	2,5
		-	-	4,45
104.	ВЛ 110 кВ Курчатовская – Новая	2008	АС-185	2,42
105.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Болото-2 с отпайкой на ПС Болото-13	1946	М-95	10,3
		1946	М-95	2,5
		1967	АС-240	1
		-	-	13,8
106.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Стройка-4	1967	АС-240	1
		1941	АС-95	3,2
		-	-	4,2
107.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Аргаяш	2011	АС-150	11,43
		2010	АС-150	3,99
		2004- 2005	АС-150	14,18
		1967	АС-150	2,20
		-	-	31,80
108.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Касли	1957	АС-185	23,5
109.	ВЛ 110 кВ Лазурная – Разъезд 6-т с отпайкой на ПС Хлебоборб	1977	АС-150	9,6
110.	ВЛ 110 кВ Ларино – Уйская	1999	АС-150	17,85
		1999	АС-120	9,65
		-	-	27,5
111.	ВЛ 110 кВ Ленинская – Миасс	1972	АС-240	12,45
		1952	АС-240	2,45
		1961	АС-240	11,78

		-	-	26,68
112.	ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайка I цепь с отпайками	1971	АС-120	35
		1971	АС-120	23,7
		1971	АС-150	4,8
		-	-	63,5
113.	ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайка II цепь с отпайками	1971	АС-120	35
		1971	АС-120	23,7
		1971	АС-150	4,8
		-	-	63,5
114.	ВЛ 110 кВ Магнай-т – Саламат-т	1966	АС-185	2,7
		1964	АС-185	42,7
		1966	АС-185	1,4
		-	-	46,8
115.	КВЛ 110 кВ Массивная – Спортивная	2010	АС-240/32	0,37
		2010	АПВУ2Г (1Х400-150- 64/100) х3	0,64
		-	-	1,01
116.	ВЛ 110 кВ Магнитная – Мочаги-т	1982	АС-150	7,75
		1967	АС-150	53,65
		-	-	61,4
117.	ВЛ 110 кВ Маук – Касли	1985	АС-185	21
118.	ВЛ 110 кВ Маякская – Бреды-т	1966	АС-185	9,49
		1988	АС-185	1,5
		-	-	10,99
119.	ВЛ 110 кВ Маякская – Октябрьская	1976	АС-120	1,15
		1985	АС-120	15,65
		-	-	16,80
120.	ВЛ 110 кВ Межозерная-т – Лазурная	1976	АС-150	2
		1976	АС-120	25,3
		-	-	27,3
121.	ВЛ 110 кВ Мех.завод – Коелга	1974	АС-150	0,4
		1984	АС-150	23,4
		1969	АС-150	4,5
		-	-	28,3
122.	ВЛ 110 кВ Миасс – Город-2	1962	АС-150	3,24
123.	ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	1962	АС-185	20,1
124.	ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	1962	АС-185	16,7
125.	ВЛ 110 кВ Миасс – Северная с отпайкой на ПС Сталелитейная	1981	АС-300	10,28
126.	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк I цепь с отпайками	1981	АС-300	17,3
127.	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая	1961	АС-240	11,78
		1952	АС-240	7,32
		1970	АСО-240	3,1
		-	-	22,20
128.	ВЛ 110 кВ Миасс – ТЭЦ УралАЗ с отпайкой на ПС Автозаводская	1959	АС-150	7,5
129.	ВЛ 110 кВ Мисяш-т – Челябинская	1986	АС-95	14,85

130.	ВЛ 110 кВ Мочаги-т – Анненская	1967	АС-150	15,74
		1991	АС-150	7,04
		-	-	22,78
131.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Болото-1	1982	АС-185	0,5
		1952	АС-150	44,8
		1950	АС-150	10,36
		-	-	55,66
132.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Кыштым с отпайкой на ПС Гранкварц	1982	АС-185	0,3
		1982	АС-150	3
		1932	АС-150	36,2
		1963	АС-240	1,5
		-	-	41
133.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Маук	1985	АС-185	16,7
134.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Сосновая	1982	АС-185	0,3
		1964	АС-185	16,4
		-	-	16,7
135.	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС I цепь с отпайкой на ПС 64	2006	АС – 300/39	3,7
136.	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС II цепь с отпайкой на ПС 64	2006	АС – 300/39	3,7
137.	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь	2008	АСУ – 300	3
138.	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь	2008	АСУ – 300	3
139.	ВЛ 110 кВ Муслюмово-т – Кунашак	1977	АС-120	15
		1980	АС-120	7
		-	-	22
140.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 23	2011	АС – 300/39	2,37
141.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60	2012	АС – 300	8,2
142.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 62 с отпайкой на ПС 85	2012	АС – 300	3,5
143.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 87	2003	АС – 300/39	1,5
144.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 I цепь	2006	АС – 300/39	2,4
145.	ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 II цепь	2006	АС – 300/39	2,4
146.	ВЛ 110 кВ Новый Субай - Симская-т с отпайкой на ПС МММЗ	1961	АС-150	54,65
147.	ВЛ 110 кВ Непряхино – Ильменская	1989	АС-240	0,37
		1986	АС-185	38,5
		1985	АС-240	0,3
		-	-	39,17
148.	ВЛ 110 кВ Н.Усцелемово – Кидыш	1986	АС-95	0,66
		1980	АС-95	16,46
		1981	АС-95	0,89
		-	-	18,01
149.	ВЛ 110 кВ Новоградская – Шершневецкая	2011	АС-240/32	5,95
		1987	АС-185	0,50
		1975/ 2011	АС-240/32	2,50
		-	-	8,95
150.	ВЛ 110 кВ Новометаллургичес-	1970	АС-240	3,3

	кая – Плавильная с отпайками	-	АСКС-240	1,2
		-	-	4,5
151.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками	1970	АС-240	7,5
152.	ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 километр	1977	АС-120	27,1
153.	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Чудиновская	1979	АС-150	33,1
154.	ВЛ 110 кВ Павловская – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля	1984	АС-95	4,21
		1968	АС-95	11,14
		-	-	27,45
155.	ВЛ 110 кВ Песчаная – Подовинная	-	АС-120	27,8
156.	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	1958	АС-150	2,26
157.	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	1958	АС-150	2,26
158.	ВЛ 110 кВ Пластмасс – Ю.Копи	1976	АС-240	2,4
		1957	АС-240	7,5
		-	-	9,9
159.	ВЛ 110 кВ Подовинная – Маякская	1976	АС-120	16,1
		1985	АС-120	1,15
		-	-	17,25
160.	ВЛ 110 кВ Полетаево-т – Биргильда-т с отпайкой на ПС Алишево	1995	АС-120/19	9,9
		1971	АС-120/19	1
		-	-	10,9
161.	ВЛ 110 кВ Полоцкая – Измайловская	-	АС-120	37,43
162.	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т	1988	АС-150	5,91
		1972	АС-150	5,66
		1980	АС-150	10,7
		1974	АС-150	3,68
		-	-	25,95
163.	ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т	1988	АС-150	5,91
		1972	АС-150	6,7
		-	-	12,61
164.	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайкой на ПС Огнеупор	1966	АС-150	0,94
		1966	М-95	0,20
		-	-	1,14
165.	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайкой на ПС Огнеупор	1966	АС-150	0,94
		1966	М-95	0,2
		-	-	1,14
166.	ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная	1966	АС-185	39,74
167.	ВЛ 110 кВ Промплощадка – Новометаллургическая I цепь	1981	АС-120	1,1
		1976	АС-120	1,6
		-	-	2,7
168.	ВЛ 110 кВ Промплощадка – Новометаллургическая II цепь	1981	АС-120	1,1
		1976	АС-120	1,6
		-	-	2,7

169.	ВЛ 110 кВ ПС 23 – ПС 30	2011	АС – 300/39	2,29
170.	КВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 60 I цепь	1990	АС – 300/39	3,5
		2010	АПВПС 2х3(1х350)	1,63
		-	-	5,13
		-	-	-
171.	КВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 60 II цепь	1990	АС – 300/39	3,5
		2010	АПВПС 2х3(1х350)	1,63
		-	-	5,13
		-	-	-
172.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – Смеловская с отпайкой на ПС КТПБ	1961	АС-185	3,20
		2000	АС-185	5,54
		1999	АС-240	7,2
		-	-	15,94
173.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 62	2012	АС – 300/39	5
174.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 99 с отпайкой на ПС 98	-	АС-300	10,8
		-	АС-185	14
		-	-	24,8
175.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 90 I цепь с отпайкой на ПС 88	1960	АС – 300/39	14,56
176.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 90 II цепь с отпайкой на ПС 88	1960	АС – 300/39	14,56
177.	ВЛ 110 кВ ПС 63 – МТЭЦ I цепь	1962	АС – 300/39	9
178.	ВЛ 110 кВ ПС 63 – МТЭЦ II цепь	1962	АС – 300/39	9
179.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП I цепь с отпайками	-	АС-150	66,4
180.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП II цепь с отпайками	-	АС-95	95,9
181.	ВЛ 110 кВ ПС 87 – ПС 30	2003	АС – 300/39	4,5
182.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Агаповская	-	АС-150	20,6
183.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Красная Горка с отпайками	1967	АС-150	18,7
		1961	АС-120	46,7
		-	-	65,4
184.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Магнитная с отпайкой на ПС Буранная	1967	АС-150	14,95
		1982	АС-150	7,75
		1961	АС-120	18,7
		-	-	41,4
185.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 I цепь	1962	АС – 300/39	11
186.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 II цепь	1962	АС – 300/39	11
187.	КЛ 110 кВ ПС 96 – ПС 30 № 1	2010	АПВВнг 2г 1х500/120-110	1,76
188.	КЛ 110 кВ ПС 96 – ПС 30 № 2	2010	АПВВнг 2г 1х500/120-110	1,76
189.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Субутак-т	1961	АС-150	18,7
		1967	АС-150	19,6
		-	-	38,3
190.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками	1973	АС-185	66,6
191.	ВЛ 110 кВ Разъезд 2-т – Нижняя-т	1977	АС-120	19,9
192.	ВЛ 110 кВ Разъезд 3-т – Разъезд 2-т	1977	АС-120	28,4
193.	ВЛ 110 кВ Разъезд 6-т –	1977	АС-150	3

	Уралбройлер	1977	АС-120	16,3
		2012	АС-150	3,2
		-	-	22,5
194.	ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы-т с отпайкой на ПС ПТФ	1979	АС-185	0,9
		1966	АС-150	1,4
		-	-	62,82
195.	ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая	1964	АС-185	8,3
		1997	АС-150	6,27
		1964	АС-150	11,89
		-	-	26,46
196.	ВЛ 110 кВ Сатка – Брусит	1959	АС-120	0,4
		1978	АС-120	1,85
		-	-	2,25
197.	ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	1959	М-95	0,4
		1984	АС-150	3,1
		1986	АС-150	2,55
		-	-	6,05
198.	ВЛ 110 кВ Светлая – Новая	1963	АС-185	1,523
199.	ВЛ 110 кВ Северная – Тургояк с отпайкой на ПС Аппаратная	1981	АС-300	7,52
200.	ВЛ 110 кВ Симская-т – Месягутово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Симская-т – Месягутово 1)	-	АС-120	75,9
201.	ВЛ 110 кВ Симская-т – Месягутово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Симская-т – Месягутово 2)	-	АС-120	75,9
202.	ВЛ 110 кВ Синеглазово-т – Полетаево-т с отпайкой на ПС Смолино-т	1957	АС-185	2,6
		1957	АС-150	8,7
		1997	АС-150/24	5,5
		1995	АС-185/29	0,7
		-	-	17,5
203.	КВЛ 110 кВ СЗК – Челябинская ГРЭС с отпайкой на ПС Цинковая 110	1965	АС-240	5,5
204.	ВЛ 110 кВ Смеловская – Спасская с отпайкой на «Плавку гололеда»	1997	АС-185	27,79
		1978	АС-185	2,07
		-	-	29,86
205.	ВЛ 110 кВ Смеловская – ПС 99	2000	АС-185	1,59
		1999	АС-240	7,2
		-	АС-185	22,03
		-	-	30,82
206.	ВЛ 110 кВ Смеловская – Укшук-т с отпайками	-	АС-185	60,1
		-	АС-120	2,7
		-	-	62,8
207.	ВЛ 110 кВ Снежная – Полоцкая	-	АС-120	27,7
208.	ВЛ 110 кВ Снежинская – Светлая	1990	АС-185	6,913
209.	ВЛ 110 кВ Сосновая – Снежинская	1963	АС-185	13,186
210.	ВЛ 110 кВ Спасская –	1976	АС-185	2,07

	Верхнеуральская	1999	АС-185	20,48
		-	-	22,55
211.	ВЛ 110 кВ Спортивная – Сосновская с отпайками	н/д	АС-240/32	30,46
		н/д	АС-185	1,05
		-	-	31,51
212.	ВЛ 110 кВ Станкозаводская – Троицкая районная	1956	АС-150	5,3
		1972	АС-150	2,1
		-	-	7,4
213.	ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Озерская	1990	АС-120	0,7
		2006	АС-185	0,296
		-	-	0,996
214.	ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Касли с отпайкой на ПС Болото-4	1941	АС-95	16,3
		2000	АС-95	2,9
		-	-	19,2
215.	ВЛ 110 кВ Стройка-4 – Озерская	1990	АС-95	0,45
		2006	АС-185	0,366
		-	-	0,816
216.	ВЛ 110 кВ Субутак-т – Еленинская	1971	АС-150	0,9
		1967	АС-150	27,7
		-	-	28,6
217.	ВЛ 110 кВ Сулейманово – Чудиновская	1970	АС-70	19,6
218.	ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь	1972	АС-150	3,8
		1988	АС-150	5,8
		-	-	9,6
219.	ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь	1972	АС-150	3,8
		1988	АС-150	5,8
		-	-	9,6
220.	ВЛ 110 кВ Тамерлан-т – Саламат-т с отпайкой на ПС Варненская	1966	АС-185	19,7
		1964	АС-185	1,4
		-	-	21,1
221.	ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	1991	АС-185	10,2
		1965	АС-185	6,8
		-	-	17,0
222.	ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст I цепь	1952	М-95	2,1
		2010	АС-185	4,36
		1949	М-95	4,04
		-	-	10,5
223.	ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст II цепь	1952	АС-150	2,1
		2010	АС-185	4,36
		1932	АС-150	4,04
		-	-	10,5
224.	ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	1932	АС-185	9,00
		1952	АС-185	1,50
		-	-	10,5
225.	ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	1971	АСО-240	2,59
		1952	АС-240	5,84
		-	-	8,43

226.	ВЛ 110 кВ Тепличная – Межозерная-т	1986	АС-120	5,42
		1976	АС-120	1,1
		-	-	6,52
227.	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	1976	АСО-500	0,20
		1975	АСО-500	8,30
		-	-	8,50
228.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Бобровская с отпайкой на ПС Строительная	1964	АС-150	0,9
		1978	АС-150	3,6
		1964	АС-120	7,3
		-	-	11,8
229.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т	1964	АС-185	9,7
		1984	АС-184	2
		-	-	11,7
230.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т	1964	АС-185	23,2
		1966	АС-185	2,7
		-	-	25,9
231.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная	-	АС-150	7,0
		-	АС-120	24,9
		-	-	31,9
232.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Троицкая районная I цепь с отпайкой на ПС Золотая Сопка-т	1961	АСО-300	0,60
		1961	АС-240	2,90
		1961	АС-185	2,76
		-	-	6,26
233.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Троицкая районная II цепь с отпайкой на ПС Золотая Сопка-т	1961	АСО-300	0,6
		1961	АС-240	2,9
		1961	АС-185	2,76
		-	-	6,26
234.	ВЛ 110 кВ Троицкая районная – Гончарская I цепь	-	АС-120	8
235.	ВЛ 110 кВ Троицкая районная – Гончарская II цепь	-	АС-120	8
236.	ВЛ 110 кВ Троицкая районная - Южноуральский рудник	1971	АС-120	36,8
237.	ВЛ 110 кВ Тумак-т – Саламат-т	1964	АС-185	10,8
		1964	АС-185	34,4
		-	-	45,2
238.	ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	1959	АС-185	2,15
		1951	АС-185	26,72
		1965	АС-185	6,8
		-	-	35,67
239.	ВЛ 110 кВ Тургояк – Ильменская	1954	АС-185	2,15
		1987	АС-185	1,13
		1984	АС-185	0,3
		-	-	3,58
240.	ВЛ 110 кВ Тургояк – Тургоякская ТЭЦ I цепь (ВЛ 110 кВ Тургояк – ТЭЦ Тургояк 1)	1981	АС-150	2,1
241.	ВЛ 110 кВ Тургояк – Тургоякская	1981	АС-150	2,1

	ТЭЦ II цепь (ВЛ 110 кВ Тургояк – ТЭЦ Тургояк 2)			
242.	ВЛ 110 кВ Тургояк - ТЭЦ УралАЗ	1962	АС-150	3,8
		1962	АС-185	4,2
		-	-	8,0
243.	ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т	1970	АСО-240	3,1
		1952	АС-240	16,96
		-	-	20,06
244.	ВЛ 110 кВ Тюбеляс-т – Мурсалимкино-т	1969	АС-150	5,02
		1990	АС-150	10,34
		1949	АС-150	1,90
		-	-	17,26
245.	ВЛ 110 кВ Углицкая – Горьковская	1991	АС-150	9,43
		1972	АС-120	9,20
		-	-	18,63
246.	ВЛ 110 кВ Узельга – Межозерная	1972	АС-185	0,8
		1973	АС-185	8,9
		-	-	13,7
247.	ВЛ 110 кВ Уйская – Н. Усцелемово	1980	АС-95	13,94
		1986	АС-95	0,66
		-	-	14,60
248.	ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ I цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т	-	АС-120	17,93
		1960	АС-120	3,78
		-	-	21,71
249.	ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ II цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т	-	АС-120	20,78
		1999	АС-120	3,78
		-	-	24,56
250.	ВЛ 110 кВ Упрун-т – Кумысная-т	1966	АС-150	20,62
		1956	АС-150	18,03
		-	-	38,65
251.	ВЛ 110 кВ Уралбройлер – Муслимово-т	2012	АС-150	3,19
		1977	АС-120	5,50
		-	-	8,69
252.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская	1998	АС 150	51,70
253.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками	1998	АС 150	51,80
254.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 1	1964	АС-185	9,2
		1982	АС-185	0,2
		-	-	9,4
255.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 2	1952	АС-150	9,2
		1982	АС-185	0,4
		-	-	9,6
256.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 3	1952	АС-150	9,3
		1982	АС-185	0,3
		-	-	9,6
257.	ВЛ 110 кВ Филимоново – Ларино	1993	АС-120	19,94

258.	ВЛ 110 кВ Харлуши – Акбашево	1978	АС-150	1,6
		1988	АС-185	4
		1976	АС-150	11,5
		-	-	17,1
259.	ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	1962	АС-240	6,6
		1952	АС-240	5,3
		1971	АСО-240	2,59
		-	-	14,49
260.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Кундравы	1977	АС-120	27,6
261.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Луговая I цепь	1975	АС-150	14,4
262.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Луговая II цепь	1975	АС-150	14,4
263.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Мисяш-т	1972	АС-95	1,6
264.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино	1986	АС-185	13,1
		1989	АС-240	0,37
		-	-	13,47
265.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Шахматово-т	1972	АС-95	1,6
		1986	АС-95	6,4
		1970	АС-70	1,2
		-	-	9,2
266.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Яраткулово	1986	АС-150	30,5
		1981	АС-185	0,52
		-	-	31,02
267.	ВЛ 110 кВ Челябинская – Бишкиль-т	1996	АС-95	1,59
		1996	АС-120	3,35
		-	-	4,94
268.	КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками	1965	АС-120	1,5
		1965	АС-240	2,5
		1980	АС-300	0,7
		-	-	4,7
269.	КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Восточная	1960	АС-185	5,9
270.	КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая I цепь	1972	АСО-300	6,9
271.	КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая II цепь	1972	АСО-300	6,9
272.	КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Тракторозаводская	1960	АС-185	5,2
		1963	АС-95	1,2
		1963	АС-185	0,2
		-	-	6,6
273.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО	2004	АС-240	1,71
		1976	АС-185	1
		-	-	2,71
274.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Пластмасс	2003	АС-240/32	1,71
		1957	АС-240/32	7,19
		1996	АС-240/32	0,1
		1976	АС-240/32	2,5

		-	-	11,5
275.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т	2004	АС-240	1,71
		1957	АС-185	2,80
		-	-	4,51
276.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Ю.Копи с отпайкой на ПС Н.О.В.	2003	АС-240	1,71
		1957	АС-240	14,89
		1996	АС-240	0,1
		-	-	16,7
277.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	2008	АС-185	0,16
		2008	АСКС-300	1,44
		-	-	1,60
278.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	2008	АС-185	0,16
		2008	АСКС-300	1,44
		-	-	1,60
279.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Плавильная I цепь с отпайкой на ПС ГПП-12	1993	АС-300/39	5,35
		2010	АСКС-300	0,7
		1956	АСУ-300	3,4
		1983	АСУ-300	0,6
		-	-	10,05
280.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Плавильная II цепь с отпайкой на ПС ГПП-12	1993	АС-300/39	5,35
		2010	АСКС-300	0,7
		1956	АСУ-300	3,4
		1983	АСУ-300	0,6
		-	-	10,05
281.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Лазурная	1993	АС-120	1,93
		1976	АС-120	23,3
		1976	АС-150	2,00
		-	-	27,23
282.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная	1993	АС-120	1,97
		1976	АС-120	6,70
		1986	АС-120	5,42
		-	-	14,09
283.	ВЛ 110 кВ Чесменская – Углицкая	1972	АС-120	22
		1991	АС-150	9,43
		-	-	31,43
284.	ВЛ 110 кВ Чесменская – Южноуральский рудник с отпайкой на ПС Берлинский карьер	1979	АС-150	40
285.	ВЛ 110 кВ Чернявская-т – Щучье-т с отпайкой на ПС Пивкино-т	1957	АС-185	48,70
286.	ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная	1957	АС-185	2,8
		1976	АС-185	2,6
		-	-	5,4
287.	ВЛ 110 кВ Шагол – Аргаяш с отпайками	1987	АС-185	7,2
		1996	АС-150	33,4
		1967	АС-150	2,1
		-	-	42,7
288.	ВЛ 110 кВ Шагол – Аэродромная	1965	АС-240	5,5

		1980	АС-300	0,7
		-	-	6,2
289.	ВЛ 110 кВ Шагол – Бульварная с отпайкой на ПС 220 кВ ЧФЗ	1951	АСУ-400	10,7
		1991	АС-400	1,34
		1982	АСО-500	0,3
		1980	АСО-500	0,3
		1964	АСО-500	5,2
		1978	АСО-500	0,7
		-	-	18,54
290.	ВЛ 110 кВ Шагол – Заварухино	1987	АС-185	7,4
		1980	АС-150	4,9
		-	-	12,3
291.	ВЛ 110 кВ Шагол – КПД	1951	АСУ-400	1,94
		1993	АС-400/51	0,68
		-	-	2,61
292.	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками	1966	АС-240/32	14,2
		1984	АС-240/32	2,6
		2010	АПВУ2Г(1Х400-150-64/100)х3	0,64
		2010	АС-240/32	0,36
		-	-	17,8
293.	ВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская	1966	АС-240/32	5,4
		1987	АС-240/32	0,4
		-	-	5,8
294.	ВЛ 110 кВ Шагол – СЗК	1965	АС-240	4,1
295.	ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками	1988	АС-185	16,7
		1978	АС-150	1,7
		-	-	18,4
296.	КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС I цепь с отпайкой на ПС Цинковая 110	1965	АС-240	9,5
297.	КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь с отпайками	1965	АС-240	8
		1965	АС-120	1,5
		-	-	9,5
298.	ВЛ 110 кВ Шантаринская – Подовинная	1992	АС-120	6,4
		1966	АС-120	27,2
		-	-	33,6
299.	ВЛ 110 кВ Шахматово-т – Челябинская	1970	АС-70	1,2
		1986	АС-95	8,45
		-	-	9,65
300.	ВЛ 110 кВ Шершневская – Сосновская с отпайкой на ПС Томино	2011	АС-240/32	3,75
		1987	АС-185	12
		1981	АС-150	7,2
		-	-	22,95
301.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Еманжелинка с отпайками	1953	АС-185	20,5
		1993	АС-185	14,5
		-	-	35
302.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС –	1956	АС-185	4,65

	Казачья			
303.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Красногорка с отпайкой на ПС Красноселка-т	1952	АС-185	22,08
304.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Ленинская с отпайкой на ПС Варламово	1952	АС-240	57,7
		1972	АС-240	9,95
		1998	АС-240	2,5
		1952	АС-240	42
		-	-	112,15
305.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Первомайка I цепь с отпайкой на ПС Еманжелинск-т	1965	АС-150	19,43
		1967	АС-150	34,8
		-	-	54,23
306.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Первомайка II цепь с отпайкой на ПС Еманжелинск-т	1965	АС-150	19,43
		1967	АС-150	34,8
		-	-	54,23
307.	КВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Таганай с отпайками	1952	АС-240	91
		1986	АС-240	16
		2000	АС-240	9,7
		1952	АС-240	42
		-	-	158,7
308.	ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская	1969	АС-150	0,30
		1969	АС-240	2,40
		-	-	2,70
309.	ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь	1975	АС-185	12,2
310.	ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь	1975	АС-185	12,2
311.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	1959	АС-150	3,6
		1949	М-95	24,1
		-	-	27,7
312.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	1991	АС-240	23,11
		1981	АС-240	11,22
		-	-	34,33
313.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т	1980	АС-150	21,5
		1970	АС-150	12,3
		-	-	33,8
314.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная	1994	АС-150	9,92
315.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная	1994	АС-150	9,92
316.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Тюбеляс-т	1990	АС-150	11,16
		1969	АС-150	5,02
		-	-	16,18
317.	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	1991	АС-240	23,11
		1981	АС-240	9,34
		-	-	32,45
318.	ВЛ 110 кВ Яхино-т – Кропачево	1981	АС-240	6,12
319.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Гранит 1	1976	АС-95	0,2

		1972	АС-95	2,36
		-	-	2,56
320.	ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Гранит 2	1976	АС-95	0,2
		1972	АС-95	2,36
		-	-	2,56
321.	ВЛ 110 кВ Уйская – Зерновая	1987	АС-120	25,03
322.	ВЛ 110 кВ Боровая – Жука-Тау 1, 2	1974	АС-150	1,23
323.	ВЛ 110 кВ ЗМЗ-23 – Златоуст	1958	АС-300	8,2
324.	ВЛ 110 кВ ЗМЗ-25 – Златоуст	1958	АС-300	8,2
325.	ВЛ 110 кВ Ай-т 1,2	1963	АС-150	11,3
326.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Завод Ленина 1, 2	1976	АС-185	6,96
327.	ВЛ 110 кВ Златоуст – ЗМЗ 61	1968	АСО-500	7,9
328.	ВЛ 110 кВ Златоуст – ЗМЗ 62	1968	АСО-500	7,9
329.	ВЛ 110 кВ Златоуст – Ургала 1, 2	1982	АС-150	30,7
		1982	АС-95	16,3
		1982	АС-95	13,39
		-	-	60,39
330.	ВЛ 110 кВ Бакал – Сидеритовая 1, 2	-	АС-150	2,09
331.	ВЛ 110 кВ Кропачево – УКВЗ 1	1981	АС-150	6,31
		2004	АС-150	10,45
		-	-	16,76
332.	ВЛ 110 кВ Кропачево – УКВЗ 2	1981	АС-150	5,91
		2004	АС-150	10,45
		-	-	16,36
333.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Магнитогорск-т I, II цепь	1967	АСУ-300	8,8
334.	ВЛ 110 кВ Георгиевская – Княженка	1982	АС-120	17
335.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Снежная	1967	АС-185	15,27
		1971	АС-120	35,2
		-	-	50,47
336.	ВЛ 110 кВ Снежная – Полоцкая	1970	АС-120	27,7
337.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – КС-17 I, II цепь	1964	АС-120	6,6
338.	ВЛ 110 кВ Бреды-т - Рымникская	1970	АС-120	17,21
339.	ВЛ 110 кВ Зингейка – Кацбах	1992	АС-120	9,8
340.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – Агаповская	1979	АС-185	0,6
341.	ВЛ 110 кВ Агаповская – Сибай-3	1979	АС-185	0,6
342.	ВЛ 110 кВ СПП – Кизил	1979	АС-120	13,39
343.	ВЛ 110 кВ Агаповская – Янгелька	1982	АС-120	24
344.	ВЛ 110 кВ Верхнеуральская – Степная	1984	АС-95	14,7
345.	ВЛ 110 кВ Янгелька – Сыртинка	1987	АС-120	27,81

346.	ВЛ 110 кВ Верхнеуральская – Сабаново	1989	АС-150	31,6
347.	ВЛ 110 кВ Кизил – Обручевка с отпайкой на ПС Смородинка	1983	АС-120	28,42
		1989	АС-120	0,2
		-	-	28,62
348.	ВЛ 110 кВ Обручевка – Измайловская	1989	АС-120	0,2
		1983	АС-120	12,72
		-	-	12,92
349.	ВЛ 110 кВ Полоцкая – Измайловская	1983	АС-120	37,43
350.	ВЛ 110 кВ Сабаново – Александринская	1989	АС-150	8,82
		2000	АС-150	8,11
		-	-	16,93
351.	ВЛ 110 кВ Александринская – Нагайбакская	2000	АС-150	8,11
		1989	АС-150	5,69
		-	-	13,8
352.	ВЛ 110 кВ Измайловская – Красногвардейская	1990	АС-120	28,7
353.	ВЛ 110 кВ Полоцкая – Путь Октября	1990	АС-120	23,5
354.	ВЛ 110 кВ Путь Октября – Зингейка	1975	АС-120	11,1
355.	ВЛ 110 кВ Магнитная – Карьер I, II цепь	1987	АС-95	10,3
356.	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Атамановка	1992	АС-120	19,7
357.	ВЛ 110 кВ Шагол – Полевая 1 цепь	1991	АС-185	1,5
		1986	АС-95	0,65
		-	-	2,15
358.	ВЛ 110 кВ Шагол – Полевая 2 цепь	1991	АС-185	1,5
		1986	АС-95	0,65
		-	-	2,15
359.	ВЛ 110 кВ Новометаллургичес- кая – Прогресс-2 1 цепь	1971	АС-240	1,2
360.	ВЛ 110 кВ Новометаллургичес- кая – Прогресс-2 2 цепь	1971	АС-240	1,2
361.	ВЛ 110 кВ Новометаллургичес- кая – Оргстекло 1, 2 цепь	-	АС-240	0,1
362.	КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Заречная 1 цепь	1965	АС-185	0,4
		1965	АС-120	1,7
		-	-	2,1
363.	КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Заречная 2 цепь	1965	АС-185	0,4
		1965	АС-120	1,6
		1965	АС-150	0,1
		-	-	2,1
364.	ВЛ 110 кВ ЧФЗ – Абразивная 1,2 цепь	1963	АСУ-300	2,5

365.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ I цепь	2003	АС-240	0,7
		1960	АС-240	1,9
		-	-	2,6
366.	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ II цепь.	2003	АС-240	0,7
		1960	АС-240	1,9
		-	-	2,6
367.	ВЛ 110 кВ Козырево – Шумово	1985	АС-150	18,2
368.	ВЛ 110 кВ Шумово – Бродокалмак	1988	АЖС-120	32,8
369.	ВЛ 110 кВ Козырево – Каясан I, II цепь	1975	АС-120	29,8
370.	ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная I, II цепь	1975	АС-150/24	0,8
		1985	АС-400/51	29,7
		1985	АС-150/24	4,75
		-	-	32,25
371.	ВЛ 110 кВ Исаково – Синеглазово I, II цепь	1969	АС-185	1,15
		1969	АС-150	2,55
		-	-	3,7
372.	ВЛ 110 кВ Исаково – Трубная I, II цепь	1978	АС-240	8,4
		1982	АС-240	0,5
		1996	АС-95	0,8
373.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Сигнал I, II цепь	1989	АС-95	2,6
374.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Тайгинка	1982	АС-185	11,5
375.	ВЛ 110 кВ Тайгинка – Пирит	1982	АС-185	30
376.	ВЛ 110 кВ Карабаш – Пирит	1982	АС-185	1,3
377.	ВЛ 110 кВ Пирит – ПС 480	1959	АС-185	6,5
		1929	М-95	1
		-	-	7,5
378.	ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым	1982	АС-185	37
		1930	М-95	10,5
		2008	АС-185	4,2
		1963	АС-240	1,6
		-	-	53,3
379.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Гидроузел	1979	АС-95	31,8
380.	ВЛ 110 кВ Гидроузел – Насосная	1979	АС-95	11,3
381.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Нязепетровск	1976	АС-185	42
382.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Водозабор	1976	АС-185	37,1
383.	ВЛ 110 кВ Водозабор – Нязепетровск	1976	АС-185	10
384.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Электролитная I, II цепь	1976	АС-185	2,7
385.	ВЛ 110 кВ Касли – ВРУ I, II цепь	1989	АС-185	13,8
386.	ВЛ 110 кВ Мраморная – УЗРМО I, II цепь	1985	АС-150	12,2
		1975	АС-95	3,85
		-	-	16,05

Таблица 40

Перечень существующих ЛЭП ТСО

№ п/п	Наименование ЛЭП	Марка провода	Длина ЛЭП, километров
АО «Электросеть»			
1.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-2 1 цепь	н/д	3
2.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-2 2 цепь	н/д	3
3.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-5 1 цепь	н/д	2,1
4.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-5 2 цепь	н/д	2,1
5.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-13 1 цепь	н/д	2,4
6.	ВЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-13 2 цепь	н/д	2,4
7.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 1 цепь, отпайка на ГПП-4	н/д	0,05
8.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 2 цепь, отпайка на ГПП-1	н/д	0,57
9.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-6 1 цепь	н/д	2,12
10.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-6 2 цепь	н/д	2,12
11.	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК 1 цепь	н/д	2,26
12.	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК 2 цепь	н/д	2,26
13.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	н/д	1,2
14.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 1 цепь с отпайками на ГПП-14 и ГПП-4	н/д	4,77
15.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 2 цепь с отпайками на ГПП-14 и ГПП-1	н/д	4,77
16.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ГПП-8 1 цепь	н/д	3,15
17.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ГПП-15 1 цепь	н/д	3,20
18.	ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная 1 цепь (отпайка на ГПП-9)	н/д	2,041
19.	ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная 2 цепь (отпайка на ГПП-9)	н/д	2,041
20.	ВЛ 110 кВ ЧТЭЦ-3 – Плавильная 1 цепь, отпайка на ГПП-12	н/д	1,60
21.	ВЛ 110 кВ ЧТЭЦ-3 – Плавильная 2 цепь, отпайка на ГПП-12	н/д	1,60
22.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 1 цепь, отпайка на ГПП-14	н/д	0,348
23.	ВЛ 110 кВ Каштак – ГПП-7 2 цепь, отпайка на ГПП-14	н/д	0,348
24.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК, отпайки на ПС Першино, ГПП-16	н/д	0,95
25.	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная, отпайки на ПС Першино, ГПП-16	н/д	0,95
26.	ВЛ 110 кВ «Чебаркуль-1», «Чебаркуль-2» 2-х цепная, отпайка на ГПП-1	н/д	2,495
ОАО «ММК-МЕТИЗ»			
27.	ВЛ 110 кВ ГПП ММЗ – ПС-77 ММК 1 цепь	АСУ-300	1,2
28.	ВЛ 110 кВ ГПП ММЗ – ПС-77 ММК 2 цепь	АСУ-300	1,2

29.	ВЛ 110 кВ ГПП-37 – ПС-60 ММК	АСО-300	4,9
30.	ВЛ 110 кВ ГПП-61 – ПС-60 ММК	2хАС-150	4,3
ООО «Электросетевая компания»			
31.	ВЛ 110 кВ Сатка – Брусит (опора 11)	АС-150	2,3
32.	ВЛ 110 кВ Сулея – Брусит (опора 14)	АС-150	2,3
ООО «Механический завод»			
33.	ВЛ 110 кВ Мех.завод – Коелга	АС-150	6,3
34.	ВЛ 110 кВ Еманжелинка – Мех.завод	АС-150	6,3
ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»			
35.	ВЛ 110 кВ Касли – Мапзавод 1, 2 цепь	н/д	1,62
ООО «Энергосетевая компания «АМЕТ»			
36.	ВЛ 110 кВ Улу-Теляк – АМЕТ 1 цепь	АС-185	0,44
37.	ВЛ 110 кВ Улу-Теляк – АМЕТ 2 цепь	АС-185	0,5
38.	ВЛ 110 кВ Симская – АМЕТ 1 цепь	АС-185	1,138
39.	ВЛ 110 кВ Симская – АМЕТ 2 цепь	АС-185	1,55
40.	ВЛ 110 кВ ОАО «АМЗ» – АМЕТ 1, 2 цепь	АС-120	
41.	КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-2	АПВВнг 3х(1х185/70)	0,133
ООО «Электро-транспорт»			
42.	ВЛ 110 кВ Бакал – Сидеритовая 1, 2 цепь	н/д	2,2
43.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Обжиговая от ВЛ 110 кВ Бакал – Сидеритовая 1, 2 цепь	н/д	0,18
44.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Шахтная 1, 2 цепь от ВЛ 110 кВ Сатка – Бакал и ВЛ 110 кВ Западная – Бакал	н/д	9,16
АО «Горэлектросеть» (г. Магнитогорска)			
45.	ВЛ 110 кВ Смеловская – ПС 99	АС-185	22,03
46.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 49 с отпайкой на ПС 98	АС-185	10,8
47.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 98 с отпайкой на ПС 49 (отпайка на ПС 49)	АС-185	2,85
48.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 49	АС-185	13,83
49.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 98 с отпайкой на ПС 99	АС-185	10,8
50.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 98 с отпайкой на ПС 99 (отпайка на ПС 99)	АС-185	4,35
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е.И. Забабахина»			
51.	ВЛ 110 кВ Касли – Курчатовская	АС-185	-
52.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Сосновая	АС-185	2,47
53.	ВЛ 110 кВ Курчатовская – Новая	АС-185	2,42
54.	ВЛ 110 кВ Светлая – Новая	АС-185	1,523
55.	ВЛ 110 кВ Сосновая – Снежинская	АС-185	5,760
ОАО «Уфалейникель»			
56.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Никель 1, 2 цепь	АС-70	1,89
ООО «Электросетевая компания» г. Екатеринбург (фактический г. Куся)			
57.	Отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ Куся от ВЛ 110 кВ Златоуст – Ай тяговая	н/д	17,2

ОАО «ЧЦЗ»			
58.	ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая	АСО-400	0,428
59.	ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая	АСО-400	0,453
60.	ВЛ 110 кВ СЗК – Челябинская ГРЭС с отпайкой на ПС Цинковая-110 (отпайка на ПС 110 кВ Цинковая-110)	АС-185	0,1
61.	ВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС I цепь с отпайкой на ПС Цинковая-110 (отпайка на ПС 110 кВ Цинковая-110)	АС-185	0,1
ФГУП «ПО «Маяк»			
62.	ВЛ 110 кВ Мраморная – Болото-1	АС-150	9,894
63.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-1	АСУ-300	4,826
64.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2	АСУ-300	4,165
65.	ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7	АСУ-300	3,442
66.	ВЛ 110 кВ Кыштым – Болото-2 с отпайкой на ПС Болото-13	М-95	10,113
67.	Отпайка на ПС 110 кВ Болото-13 от ВЛ 110 кВ Кыштым – Болото-2 отпайкой на ПС Болото-13	АС-70, АС-120, М-70	2,57
68.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-2	АС-240; М-150	1,15 1,82
69.	ВЛ 110 кВ Заварухино – Болото-7 с отпайками	М-95	5,97
70.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-2	АС-120	1,962
71.	Отпайка на Болото-11 от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым I цепь с отпайкой на ПС Болото-11	АС-95	4,065
72.	Отпайка на Болото-12 от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Кыштым II цепь с отпайкой на ПС Болото-12	АС-95	2,565
73.	ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Касли с отпайкой на ПС Болото-4	АС-120 М-70	1,4 3,35
74.	ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Озерская	АС-120	0,544
75.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-13	М-70 АС-120	6,83 1,4
76.	Отпайка на Болото-4 от ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-13	АС-70	2,6
77.	Отпайка на Болото-4 от ВЛ 110 кВ Стройка-2 – Касли с отпайкой на ПС Болото-4	АС-95	0,34
78.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-9	АС-120	3,5
79.	ВЛ 110 кВ Болото-1 – Болото-5	АС-120	3,38
80.	ВЛ 110 кВ Болото-2 – Болото-5	АС-120	2,2
81.	ВЛ 110 кВ Болото-2 – Болото-6	АС-120	3,4
82.	ВЛ 110 кВ Болото-2 – Болото-9	АС-120	4
83.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-6	АС-120	3
84.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-14 1 цепь	АС-120	1,24
85.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-14 2 цепь	АС-120	1,24
86.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-18 1 цепь до Болото-19	АС-70	11,63
87.	ВЛ 110 кВ Болото-7 – Болото-18 2 цепь до Болото-19	АС-70	11,63
ПАО «ММК»			

88.	ВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС 4 1, 2 цепь	АСО-500	1,8
89.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – Магнитогорская ТЭЦ с отпайкой на ПС 64 1, 2 цепь	АС-300	3,7 0,3-отпайка
90.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – ПС 96 1, 2 цепь	АС-300	2,4
91.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 61	АС-300; АС 150	4,5
92.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 80 1, 2 цепь	АСК-240	1,4
93.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 37	АСО-300	4,93
94.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 62	АСУ-400	5,608
95.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 90 с отпайкой на ПС 88 1, 2 цепь	АС-300	14,5 0,2-отпайка
96.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 36 1, 2 цепь	АС-240	4,3
97.	ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 30 1, 2 цепь	АС-300	3,5
98.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 1, 2 цепь	АС-300	8
99.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 63 1, 2 цепь	АС-300	11
100.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ТЭЦ – ПС 63 1, 2 цепь	АС-300	9
101.	ВЛ 110 кВ ПС 63 – ПС 66 1, 2 цепь	АС-300	1,5
102.	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 91 1, 2 цепь	АСО-150	11,5
103.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – ПС 41, ПС 95 1, 2 цепь	АСО-300	1,2
104.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – ПС 94 1, 2 цепь	АС-300	0,1
105.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – ПС 46 1, 2 цепь	АС-300	15
106.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – Магнитогорская ТЭЦ 1, 2 цепь	АСУ-300	3
107.	ВЛ 110 кВ ПС 77 – ПС 22 1, 2 цепь	АС-300	0,6
108.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ТЭЦ – АПК2, ПС81 1, 2 цепь	АСУ-300	5
109.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – ПС 23	АС-300	2,37
110.	ВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 23	АС-300	2,29
111.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – ПС 87	АС-300	1,5
112.	ВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 87	АС-300	4,5
113.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ТЭЦ – ПС16 1, 2 цепь	АС-300	2,125
114.	ВЛ 110 кВ ПС 30 – ПС 85, ПС 62	АС-300	3,5
115.	ВЛ 110 кВ Магнитогорская ЦЭС – ПС 85 1, 2 цепь	АС-300	2,66
АО «Михеевский ГОК»			
116.	ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Михеевский ГОК	АС-300	32,12
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»			
117.	ВЛ 110 кВ Шагол – КПД	АС-400	0,68
118.	ВЛ 110 кВ КПД – Транзитная с отпайкой на ПС ЧФЗ	АС-400	0,68

Таблица 41

Перечень существующих ПС

№ п/п	Наименование энергообъекта (ПС, электростанции)	Диспетчерское наименование трансформаторов	Мощность, МВА	Год ввода в работу
Электростанции (с высшим напряжением 110 кВ и выше)				
1.	Южноуральская ГРЭС (Филиал АО	АТ-5 (220/110 кВ)	250	1992

	«Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2) ОРУ 220 кВ	АТ-6 (220/110 кВ)	250	1954
		Т-7	125	1990
		Т-8	125	1986
		Т-9 1	120	1960
		Т-9 2	120	1960
		Т-10 1	125	1966
		Т-10 2	125	1966
	Южноуральская ГРЭС (Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2) ОРУ 110 кВ	Т-2	72	1953
		Т-3	60	1953
		Т-4	72	1952
		ТСНР-2	10	1957
		ТГЗУ	16	1975
2.	Южноуральская ГРЭС-2 (Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2) ОРУ 500 кВ	АТ связи (500/220 кВ)	3x167+1 рез	2014
		Р-1-500	3x60	2014
	Южноуральская ГРЭС-2 (Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС-2) ОРУ 220 кВ	Т-1	630	2014
		Т-2	630	2014
		РТСН	32	2014
3.	Филиал ПАО «ОГК-2» – Троицкая ГРЭС ОРУ 500 кВ	Т-10	750	2016
		Т-8	630	1976
		АТГ связи (500/220 кВ)	3x167	1968
		РТСН-3	63	2016
		РТСН-4	55	2016
		ТСН-8	40	1976
		ТСН 10 А	30	2016
		ТСН 10 В	55	2016
	Филиал ПАО «ОГК-2» – Троицкая ГРЭС ОРУ 220 кВ	АТГ-1 (220/110 кВ)	3x80	1960
		АТГ-2 (220/110 кВ)	3x80	1960
		АТ-3 (220/110 кВ)	250	1981
	Филиал ПАО «ОГК-2» – Троицкая ГРЭС ОРУ 110 кВ	РТСН-1	32	1966
		РТСН-2	31,5	1963
4.	Аргаяшская ТЭЦ (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ОРУ 110 кВ	Т-1	39	1954
		Т-2	40,5	1968
		Т-3	80	1990
		Т-5	80	1989
		Т-6	39	1954
		Т-7	39	1957
		РТСН-1	10	1954
		РТСН-2	10	1957

5.	Челябинская ТЭЦ-1 (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ОРУ 110 кВ	C1T	63	1982
		C2T	63	1980
		C3T	63	1983
		C11Г	63	2013
		2P0T	20	1981
6.	Челябинская ТЭЦ-2 (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ОРУ 110 кВ	1T	63	1984
		2T	63	2005
		3T	125	1999
		4T	125	1969
		30T	16	1976
7.	Челябинская ТЭЦ-3 и ПС 110 Промплощадка (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ОРУ 220 кВ	T3-1	80	2011
		T3-2	200	2011
		PTCH-2	32	2011
		2ГТ	250	2006
		2BT	32	2006
		TCH-3	25	2011
	Челябинская ТЭЦ-3 и ПС 110 Промплощадка (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ОРУ 110 кВ	1ГТ	250	1996
		PTCH-1 (0BT)	40	1996
		1BT	40	1996
	Челябинская ТЭЦ-3 и ПС 110 Промплощадка (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») ПС 110 Промплощадка	1T	25	1983
		2T	25	1983
8.	Челябинская ГРЭС (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») КРУЭ 220 кВ	T1-1	225	2015
		T1-2	125	2015
		T3-1	225	2017
		T3-2	125	2017
	Челябинская ГРЭС (Филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум») КРУЭ 110 кВ	T-1	63	2015
		T-2	63	2015
		T-3	63	2015
		T-4	63	2015
		T2-1	225	2016
		T2-2	125	2016
		PTCH	25	2014
9.	Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК») ОРУ 110 кВ	T-1	60	1952
		T-2	63	2005
		T-3	60	1953
		T-4	80	2012
		T-5	80	2008
		T-6	80	1988
		Рез.Т-2	10	1968

10.	Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК») ОРУ 110 кВ	T-1	40	1979
		T-2	63	1983
		T-3	63	2012
		T-4	63	2007
		T-5	63	1998
		T-6	63	2003
11.	ТЭЦ ЧМК (ОАО «Мечел-Энерго») ОРУ 110 кВ	T-1	40	1988
		T-2	40	1987
		T-3	63	1989
		T-6	75	1969
		T-7	75	1970
12.	ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер» ОРУ 110 кВ	T-1	31,5	1963
13.	Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод») ОРУ 110 кВ	T-1	32	1970
		T-2	31,5	1965
14.	ТЭЦ Магнезит /ПС 110 кВ Огнеупор/ (ОАО «Комбинат Магнезит») ОРУ 110 кВ	T-1	31,5	н/д
		T-2	31,5	
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС				
15.	ПС 500/110 кВ Кропачево	АТ1 (500/110 кВ)	250	1991
		АТ2 (500/110 кВ)	250	1994
16.	ПС 500/110 кВ Приваловская	АТ1 (500/110 кВ)	250	1989
17.	ПС 500/110 кВ Златоуст	АТ1 (500/110 кВ)	250	2013
		АТ2 (500/110 кВ)	250	1986
		АТ3 (500/110 кВ)	250	2007
		T-4	2,5	2004
18.	ПС 500/220/110 кВ Смеловская	АТГ1 (500/220 кВ)	3x267	1990
		АТ3 (220/110 кВ)	200	1991
		T-5	2,5	1990
19.	ПС 500/220 кВ Магнитогорская	АТГ1 (500/220 кВ)	3x267	1978, 1978, 2008
		АТГ2 (500/220 кВ)	3x267	1985
20.	ПС 500 кВ Челябинская	T-3	6,3	1986
		T-4	6,3	1986
21.	ПС 500/220/110 кВ Шагол	АТГ3 (500/220 кВ)	3x167	1988
		АТГ4 (500/220 кВ)	3x167	1989
		АТ1 (220/110 кВ)	250	1988
		АТ2 (220/110 кВ)	250	1992
22.	ПС 500/220/110 кВ Козырево	АТГ3 (500/220 кВ)	3x267	1983
		АТГ4 (500/220 кВ)	3x267	1975

		АТ1 (220/110 кВ)	200	1983
		АТ2 (220/110 кВ)	200	1975
23.	ПС 220/110 кВ Новометаллургическая	АТ1 (220/110 кВ)	200	2011
		АТ2 (220/110 кВ)	200	2010
24.	ПС 220/110 кВ Исаково	АТ1 (220/110 кВ)	200	1992
		АТ2 (220/110 кВ)	180	1966
25.	ПС 220/110 кВ Чебаркуль	АТ1 (220/110 кВ)	250	1986
		АТ2 (220/110 кВ)	240	1975
26.	ПС 220/110 кВ Мраморная	АТ1 (220/110 кВ)	125	1982
		АТ2 (220/110 кВ)	125	1984
27.	ПС 220/110 кВ Кунашак	АТ2 (220/110 кВ)	63	1982
		Т1	15	2001
		Т4	16	1982
28.	ПС 220/6 кВ КС 19	Т1	32	1985
		Т2	32	1985
29.	ПС 220/110 кВ Карталы 220	АТ1 (220/110 кВ)	125	1986
		АТ2 (220/110 кВ)	200	1999
30.	ПС 110/35/27,5/10 кВ Карталы районная	Т1 (110/35/27,5 кВ)	40,5	1966
		Т2 (110/27,5/10 кВ)	40	1997
		Т3 (110/35/10 кВ)	16	1969
31.	ПС 110/10 кВ Восточная	Т1	2,5	1989
		Т2	2,5	1967
32.	ПС 110/35/10 кВ Ракитная	Т1	10	1992
		Т2	10	1990
Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»				
33.	ПС 110/10 кВ Абзаково	Т-1	2,5	1978
34.	ПС 110/10 кВ Агаповская	Т-1	10	1977
		Т-2	10	1977
35.	ПС 110/10 кВ Айлино	Т-1	6,3	1978
36.	ПС 110/10 кВ Акбашево	Т-1	2,5	1965
		Т-2	2,5	1986
37.	ПС 110/35/10 кВ Александровская	Т-1	6,3	1989
		Т-2	10	1972
38.	ПС 110/10 кВ Алишево	Т-1	2,5	1982
39.	ПС 110/10 кВ Амурская	Т-1	3,2	1966
40.	ПС 110/10 кВ Анненская	Т-1	10	1990
41.	ПС 110/6 кВ Аппаратная	Т-1	16	1990
		Т-2	16	1990
42.	ПС 110/35/10 кВ Аргаяш	Т-1	25	1983

		T-2	25	1988
43.	ПС 110/10 кВ Арси	T-1	6,3	1988
44.	ПС 110/10 кВ Арша	T-1	6,3	1987
45.	ПС 110/10 кВ Атамановка	T-1	6,3	1991
46.	ПС 110/10/10 кВ Аэродромная	T-1	63	2005
		T-2	63	1992
47.	ПС 110/35/6 кВ Бакал	T-1	16	1980
		T-2	25	1971
48.	ПС 110/6 кВ Батурино	T-1	10	1999
		T-2	7,5	1952
49.	ПС 110/10 кВ Бектыш	T-1	6,3	1990
		T-2	6,3	1983
50.	ПС 110/10 кВ Береговая	T-1	6,3	1989
		T-2	6,3	1993
51.	ПС 110/10 кВ Березиновская	T-1	10	1985
		T-2	6,3	1989
52.	ПС 110/6 кВ Бобровская	T-1	10	1961
		T-2	7,5	1962
53.	ПС 110/10 кВ Борисовская	T-1	6,3	1976
		T-2	6,3	1990
54.	ПС 110/10 кВ Боровая (ЗЭС)	T-1	40	1974
		T-2	40	1975
55.	ПС 110/10 кВ Боровая (ЦЭС)	T-2	2,5	1989
56.	ПС 110/35/10 кВ Бородиновская	T-1	6,3	1987
		T-2	10	1990
57.	ПС 110/35/10 кВ Бродокалмак-110	T-1	16	1987
58.	ПС 110/10/10 кВ Бульварная	T-1	25	1977
		T-2	25	1980
59.	ПС 110/6 кВ Буранная	T-1	10	1973
		T-2	10	1980
60.	ПС 110/10 кВ Бутаки	T-1	16	2011
		T-2	16	2011
61.	ПС 110/35/10 кВ Варламово	T-1	11,4	1975
		T-2	16	1998
62.	ПС 110/35/10 кВ Варненская	T-1	16	1971
		T-2	25	1991
63.	ПС 110/10 кВ Вахрушево	T-1	6,3	1981
		T-2	6,3	1983
64.	ПС 110/10 кВ Верхнеуральская	T-1	16	1991

		T-2	10	1993
65.	ПС 110/6 кВ Водозабор	T-1	10	1975
		T-2	10	1975
66.	ПС 110/35/6 кВ Восточная	T-1	40	2008
		T-2	40	1971
67.	ПС 110/10 кВ Гагаринская	T-1	16	1975
		T-2	16	1974
68.	ПС 110/10 кВ Георгиевская	T-1	6,3	1985
69.	ПС 110/10 кВ Гидроузел	T-1	2,5	н/д
70.	ПС 110/35/10 кВ Гончарская	T-1	25	1986
		T-2	25	1989
71.	ПС 110/6 кВ Город-2	T-1	25	2000
		T-2	25	2008
72.	ПС 110/10 кВ Горьковская	T-1	6,3	1978
		T-2	6,3	1987
73.	ПС 110/10/10 кВ Гранитная	T-1	40	2008
		T-2	40	2008
74.	ПС 110/6 кВ Гранкварц	T-1	10	1970
		T-2	16	1984
75.	ПС 110/6 кВ Д. Дача	T-1	7,5	1954
76.	ПС 110/35/10 кВ Демаринская	T-1	6,3	1984
		T-2	6,3	1990
77.	ПС 110/10 кВ Дробышевская	T-1	6,3	1980
		T-2	6,3	1981
78.	ПС 110/10 кВ Еленинская	T-1	10	1986
		T-2	10	1972
79.	ПС 110/35/6 кВ Еманжелинка	T-1	15	1949
		T-2	25	1992
80.	ПС 110/35/10 кВ Есаулка	T-1	10	1965
		T-2	10	1980
81.	ПС 110/35/10 кВ Еткуль	T-1	40	1973
		T-2	40	1973
		T-3	40	1977
82.	ПС 110/10/10 кВ Заварухино	T-1	25	1987
		T-2	25	2002
83.	ПС 110/6 кВ Западная	T-1	16	1986
		T-2	16	1986
84.	ПС 110/35/6 кВ Западная	T-1	31,5	1966
		T-2	31,5	1965
85.	ПС 110/10/10 кВ Заречная	T-3	25	1985
86.	ПС 110/6 кВ Заречная	T-1	16	2008

		T-2	15	1967
87.	ПС 110/10 кВ Звягино	T-1	6,3	1985
88.	ПС 110/6 кВ Зеленая	T-1	6,3	1978
		T-2	6,3	1977
89.	ПС 110/10 кВ зерновая	T-1	6,3	1987
90.	ПС 110/10 кВ Зингейка	T-1	6,3	1991
91.	ПС 110/10 кВ Измайловская	T-1	10	1983
92.	ПС 110/10 кВ Ильменская	T-1	10	1980
		T-2	10	1981
93.	ПС 110/10 кВ Казачья	T-1	63	2008
		T-2	63	1998
94.	ПС 110/35/6 кВ Калачево	T-1	10	1965
		T-2	7,5	1931
95.	ПС 110/10 кВ Камыши	T-1	10	1987
		T-2	10	1972
96.	ПС 110/3 кВ Карабаш	T-1	5,6	1930
		T-3	7,5	1951
		T-4	20	1960
		T-5	20	1960
97.	ПС 110/10 кВ Каракульская	T-1	6,3	1991
		T-2	6,3	1991
98.	ПС 110/6 кВ Карат	T-1	16	2008
		T-2	16	2011
99.	ПС 110/35/10 кВ Касли	T-1	15	1957
		T-2	25	1990
100.	ПС 110/10 кВ Кацбах	T-1	6,3	1992
101.	ПС 110/10 кВ Каясан	T-1	40	1975
		T-2	40	1975
102.	ПС 110/10 кВ Керамика	T-1	16	1991
103.	ПС 110/10 кВ Кидыш	T-1	2,5	1981
		T-2	10	1967
104.	ПС 110/35/10 кВ Кизил	T-1	10	1978
		T-2	10	1979
105.	ПС 110/6 кВ Кирпичная	T-1	6,3	1989
106.	ПС 110/10 кВ Кирса	T-1	6,3	1986
107.	ПС 110/10 кВ Ключевская	T-1	6,3	1986
		T-2	6,3	1991
108.	ПС 110/10 кВ Ключи	T-1	10	1982
		T-2	10	1971
109.	ПС 110/10 кВ Княженка	T-1	6,3	1982
110.	ПС 110/35/6 кВ Коелга	T-1	6,3	1966
		T-2	6,3	1969

111.	ПС 110/35/6 кВ Копейская-Городская	T-1	20	1959
		T-2	16	1986
112.	ПС 110/35/6 кВ Коркино	T-1	40	1990
		T-2	31,5	1964
		T-3	40	1986
113.	ПС 110/35/6 кВ Кочкарь	T-1	10	1963
		T-2	10	1966
114.	ПС 110/35/6 кВ Красная Горка	T-1	10	1963
		T-2	10	1961
115.	ПС 110/35/10 кВ Красногвардейская	T-1	10	1990
116.	ПС 110/35/6 кВ Красногорка	T-1	16	1971
		T-2	10	1948
117.	ПС 110/10/10 кВ Краснопольская	T-1	40	2012
		T-2	40	2012
118.	ПС 110/10 кВ Кременкуль	T-1	10	1956
119.	ПС 110/10 кВ Кулуево	T-1	10	1987
		T-2	10	1987
120.	ПС 110/10 кВ Кундравы	T-1	6,3	1976
		T-2	6,3	1978
121.	ПС 110/10 кВ Курортная	T-1	10	1971
		T-2	10	1970
122.	ПС 110/35/6 кВ Кыштым	T-1	20	1968
		T-2	20	1968
123.	ПС 110/35/10 кВ Лазурная	T-1	16	1975
		T-2	10	1978
124.	ПС 110/10 кВ Ларино	T-1	6,3	1991
		T-2	6,3	1994
125.	ПС 110/10/6 кВ Ленинская	T-1	63	1989
		T-2	63	1989
126.	ПС 110/10 кВ Луговая	T-1	40	1975
		T-2	40	1974
127.	ПС 110/10 кВ Магнитная	T-1	6,3	1986
		T-2	10	1992
128.	ПС 110/10/10 кВ Массивная	T-1	40	2008
		T-2	40	2008
129.	ПС 110/6кВ Масалитинская (АМЗ)	T-1	25	2017
		T-2	25	2017
130.	ПС 110/10 кВ Маук	T-1	6,3	1994
131.	ПС 110/6 кВ Машзавод	T-1	10	1969
132.	ПС 110/10 кВ Маякская (МЭС)	T-1	6,3	1987
133.	ПС 110/10 кВ Маякская (ТЭС)	T-1	6,3	1985
		T-2	6,3	1991

134.	ПС 110/35/6 кВ Миасс	T-1	40	1965
		T-2	40,5	1958
135.	ПС 110/10 кВ Миасская	T-1	16	2015
		T-2	16	2015
136.	ПС 110/10 (6) кВ ММПС Оксана	T-1	25	2010
137.	ПС 110/10 кВ Н.Усцелемово	T-1	6,3	1986
138.	ПС 110/10 кВ Нагайбакская	T-1	6,3	1989
139.	ПС 110/6 кВ Насосная	T-1	16	1980
140.	ПС 110/10/10 кВ Новоградская	T-1	40	1984
		T-2	40	1984
141.	ПС 110/35/10 кВ Ново-Троицкая	T-1	10	1973
		T-2	6,3	1977
142.	ПС 110/35/10 кВ Нязепетровск	T-1	25	1985
		T-2	25	1984
143.	ПС 110/10 кВ Обручевка	T-1	6,3	1989
144.	ПС 110/35/10 кВ Октябрьская (ТЭС)	T-1	25	1990
		T-2	25	1991
145.	ПС 110/35/6 кВ Октябрьская (ЦЭС)	T-1	25	1997
		T-2	25	1996
146.	ПС 220/10/6 кВ Очистные сооружения	T-1	32	1980
		T-2	32	1982
147.	ПС 110/35/10 кВ Павловская	T-1	10	1983
148.	ПС 110/10/10 кВ Паклинская	T-1	25	1981
		T-2	25	1982
149.	ПС 110/35/6 кВ Первогорская	T-1	20	1955
		T-2	20	1955
150.	ПС 110/6 кВ Первомайка	T-1	25	1979
		T-2	31,5	1961
		T-3	6,3	1981
151.	ПС 110/35/10 кВ Песчаная	T-1	10	1976
		T-2	10	1979
152.	ПС 110/35/10 кВ Петропавловская	T-2	16	1979
153.	ПС 110/35/10 кВ Пирит	T-1	40	2006
		T-2	40	2006
154.	ПС 110/10 кВ Пластмасс	T-1	16	1975
		T-2	16	1977
155.	ПС 110/6 кВ Подкачка-1	T-1	10	1975
156.	ПС 110/6 кВ Подкачка-2	T-1	16	1984
157.	ПС 110/6 кВ Подкачка-3	T-1	10	1975
158.	ПС 110/35/10 кВ Подовинная	T-1	25	1991
		T-2	16	1988
159.	ПС 110/10 кВ Полевая	T-1	16	1982

		T-2	16	1982
160.	ПС 110/35/10 кВ Полоцк	T-1	6,3	1968
		T-2	6,3	1967
161.	ПС 110/10 кВ Прибор	T-1	10	1984
		T-2	10	1984
162.	ПС 110/10 кВ Путь Октября	T-1	6,3	1991
163.	ПС 110/6 кВ Рыбная	T-1	10	1978
164.	ПС 110/35/10 кВ Рымникская	T-1	10	1969
165.	ПС 110/10 кВ Сабаново	T-1	6,3	1990
166.	ПС 110/10 кВ Сары	T-1	6,3	1976
		T-2	6,3	1976
167.	ПС 110/35/6 кВ Сатка	T-1	40	1987
		T-2	40	1987
168.	ПС 110/6 кВ Светлинская	T-1	6,3	1976
169.	ПС 110/6/6 кВ Северная	T-1	40	1988
		T-2	40	2000
170.	ПС 110/6 кВ Сигнал	T-2	6,3	1981
171.	ПС 110/35/6 кВ Синеглазово	T-1	20	1956
		T-2	25	1976
172.	ПС 110/10 кВ Смородинка	T-1	6,3	1993
173.	ПС 110/35/10 кВ Снежная	T-1	6,3	1970
		T-2	6,3	1970
174.	ПС 110/35/6 кВ Солнечная долина	T-1	16	1968
175.	ПС 110/6 кВ Сосновская	T-1	16	1978
		T-2	16	1980
176.	ПС 110/10 кВ Спасская	T-1	2,5	1984
		T-2	2,5	1980
177.	ПС 110/10/10 кВ Спортивная	T-1	40	2002
		T-2	40	2003
178.	ПС 110/6 кВ Станкозаводская	T-1	10	1980
		T-2	6,3	1969
179.	ПС 110/10 кВ Степная	T-1	6,3	1984
		T-2	6,3	1980
180.	ПС 110/10 кВ Степная	T	6,3	1981
181.	ПС 110/35/6 кВ Строительная	T-1	25	1975
		T-2	25	1975
182.	ПС 110/10 кВ Сыртинка	T-1	6,3	1987
183.	ПС 110/35/6 кВ Таганай	T-1	40	2008
		T-2	40	2008
184.	ПС 110/35/10 кВ Тайгинка	T-1	16	1983
		T-2	16	1982
185.	ПС 110/10 кВ Таянды	T-1	10	1987

186.	ПС 110/10 кВ Тепличная	T-1	16	1984
		T-2	16	1985
187.	ПС 110/10 кВ Тимирязевская	T-1	6,3	1980
188.	ПС 110/10 кВ Тогузак	T-1	6,3	1992
		T-2	10	1965
189.	ПС 110/10 кВ Томино	T-1	6,3	1983
190.	ПС 110/10 кВ Тракторозаводская	T-1	25	1991
		T-2	25	1970
191.	ПС 110/35/6 кВ Троицкая Районная	T-1	31,5	1967
		T-2	31,5	1965
192.	ПС 110/10 кВ Тургояк	T-1	10	1977
		T-2	10	1983
193.	ПС 110/10 кВ Углицкая	T-1	6,3	1990
		T-2	6,3	1990
194.	ПС 110/35/10 кВ Уйская	T-1	10	1990
		T-2	16	1984
195.	ПС 110/10 кВ Уралбройлер	T-1	16	2012
		T-2	16	2012
196.	ПС 110/35/6 кВ Уфалей	T-1	25	2017
		T-2	25	1988
197.	ПС 110/35/10 кВ Фершампенуаз	T-1	16	2012
		T-2	10	1983
198.	ПС 110/10 кВ Филимоново	T-1	6,3	1988
		T-2	10	1984
199.	ПС 110/10 кВ Харлуши	T-1	6,3	1994
		T-2	6,3	1983
200.	ПС 110/10 кВ Хуторская	T-1	6,3	1990
		T-2	10	1956
201.	ПС 110/10 кВ Черноборская	T-1	6,3	1990
		T-2	6,3	1986
202.	ПС 110/35/10 кВ Чесменская	T-1	10	1979
		T-2	25	1991
203.	ПС 110/10 кВ Чудиновская	T	6,3	1983
204.	ПС 110/35/6 кВ Чумляк	T-1	16	1976
		T-2	16	1976
205.	ПС 110/6 кВ ЧЭРЗ	T-1	20	1966
		T-2	20	1966
206.	ПС 110/10 кВ Шантаринская	T-1	10	1991
		T-2	10	1991
207.	ПС 110/6 кВ Швейная	T-1	10	1989
		T-2	10	1988
208.	ПС 110/10/10 кВ Шершнёвская	T-1	25	1985

		T-2	25	1985
209.	ПС 110/10 кВ Шумово	T-1	6,3	1985
		T-2	6,3	1988
210.	ПС 110/35/6 кВ Ю.Копи	T-1	31,5	1957
		T-2	31,5	1957
211.	ПС 110/6/6 кВ Южная	T-1	40	1982
		T-2	25	1978
		T-3	16	1973
		T-4	16	1973
212.	ПС 110/35/10 кВ Южностепная	T-1	10	1969
213.	ПС 110/35/6 кВ Южноуральский рудник	T-1	10	1967
		T-2	6,3	1971
214.	ПС 110/35/10 кВ Южно-Уральская	T-1	25	1977
		T-2	25	1969
215.	ПС 110/35/6 кВ Юрюзань	T-1	25	1980
		T-3	19,07	1971
216.	ПС 110/10 кВ Янгелька	T-1	6,3	1993
		T-2	6,3	1982
217.	ПС 110/10 кВ Яраткулово	T-1	6,3	1989
		T-2	6,3	1981
ООО «АЭС Инвест»				
218.	ПС 110/10 кВ Комсомольская	T-1	2,5	1968
		T-2	6,3	1987
219.	ПС 110 кВ Капитальная	T-1	10	1975
		T-2	10	1975
220.	ПС 110 кВ АМЗ (ГПП-1)	T-1	40	2007
		T-2	40	2005
221.	ПС 110 кВ АМЗ (ГПП-2)	T-1	40	2012
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»				
222.	ПС 110 кВ ГПП-8	T1	31,5	1964
223.	ПС 220 кВ ГПП-9	T1	100	1992
		T2	100	2004
		T3	100	1992
224.	ПС 110 кВ ГПП-15	T1	16	2006
225.	ПС 220 кВ Каштак	АТ-2	125	2012
226.	ПС 220 кВ Конверторная	АТ-1	250 /АТ-1/	1989
		АТ-1	250 /АТ-2/	1977
АО «Михеевский ГОК»				
227.	ГПП 220/10 кВ Михеевский ГОК	T-1	40	2014
		T-2	40	2014
		T-3	40	2014
228.	ГПП 220/10 кВ Обогажительная	T-1	40	2017

		T-1	40	2017
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»				
229.	ПС 220/110 кВ ЧФЗ (ГПП-1)	АТ-1	250	1978
		АТ-2	250	1979
		T-1	80	2007
		T-2	80	2007
		T-3	80	1964
		T-4	80	1990
		T-5	80	1989
230.	ПС 220/110 кВ Хромовая (ГПП-3)	АТ-1	200	1981
		АТ-2	200	1981
		T-1	63	2008
		T-2	63	1981
		T-3	63	1981
231.	ПС 110/10 кВ Абразивная (ГПП-2)	T-1	80	2012
		T-2	80	2012
232.	ПС 110/10 кВ КПД	T-1	25	1992
		T-2	25	1992
ПАО «Челябинский цинковый завод»				
233.	ПС 220/10 кВ Цинковая (ГПП-2)	T-1	100	2000
		T-2	100	2000
234.	ПС 110/10 кВ Цинковая (ГПП-1)	T-1	63	2000
		T-2	40	2008
ООО «Челябинский тракторный завод-Уралтрак»				
235.	ПС 110 кВ Гусеничная	T1	80	1976
		T2	80	1976
		T3	80	1976
236.	ПС 110 кВ ЧТЗ	T1	20	1933
		T2	20	1934
		T3	60	1957
		T4	20	1936
ФГУП «ПО «Маяк»				
237.	ПС 110/35/6 кВ Болото-1	T-1	20	1951
		T-2	20	1950
238.	ПС 110/35/6 кВ Болото-2	T-1	16	2006
		T-2	25	1972
239.	ПС 110/6 кВ Болото-4	T-1	16	1974
		T-2	16	1974
240.	ПС 110/6 кВ Болото-5	T-1	25	1978
		T-2	25	1978
241.	ПС 110/6 кВ Болото-6	T-1	25	1978
		T-2	25	1978

242.	ПС 110/6 кВ Болото-7	T-1	25	1986
		T-2	25	1986
243.	ПС 110/6 кВ Болото-9	T-1	40	1977
		T-2	40	1986
244.	ПС 110/6 кВ Болото-11	T-1	6,3	2006
245.	ПС 110/6 кВ Болото-12	T-1	6,3	2005
246.	ПС 110/35/6 кВ Болото-13	T-1	15	1965
		T-2	20	1963
247.	ПС 110/6 кВ Болото-14	T-1	10	1986
		T-2	10	1986
248.	ПС 110/6 кВ Болото-18	T-1	6,3	2003
		T-2	6,3	2003
249.	ПС 110/6 кВ Болото-19	T-1	16	2004
		T-2	16	2004
ООО «УЭС»				
250.	ПС 110/6 кВ Стройка 2	T-1	5,6	н/д
251.	ПС 110/6 кВ Стройка 4	T-1	6,3	1981
		T-2	6,3	1981
252.	ПС 110 кВ Хлебобоб	T-1	6,3	1990
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ академика Е. И. Забабахина»				
253.	ПС 110/10 кВ Новая	T-1	16	1964
		T-2	16	1964
254.	ПС 110 кВ Сосновая	T-1	16	1983
		T-2	16	1983
АО «Трансэнерго»				
255.	ПС 110 кВ Курчатовская	T-1	25	2008
		T-2	25	2008
256.	ПС 110/10 кВ Светлая	T-2	10	1963
257.	ПС 110 кВ Снежинская	T-1	16	2003
		T-2	16	2003
ПАО «ММК»				
258.	ПС 220/35 кВ 4	T-1	160	2006
		T-2	160	2006
		T-3	160	2006
259.	ПС 110/10 кВ 23	T-1	100	2010
		T-2	100	2010
260.	ПС 220/110/10 кВ 30	AT-1	250	1988
		AT-2	250	1988
261.	ПС 110/35/10 кВ 36	T-1	25	2001
		T-2	25	2001
262.	ПС 110/10/10 кВ 41	T-1	60	2004
		T-2	63	2002

263.	ПС 110/35/10 кВ 46	T-1	63	1988
		T-2	63	1988
264.	ПС 220/110/35/10 кВ 60	AT-1	250	1997
		AT-2	250	1986
		T-1	25	1981
		T-2	25	1981
265.	ПС 110/10 кВ 62	T-1	60	1989
		T-2	63	1989
266.	ПС 110/35/6 кВ 63	T-1	63	2004
		T-2	63	2005
267.	ПС 110/10/10 кВ 64	T-1	80	2005
		T-2	80	2005
268.	ПС 110/6 кВ 65	T-1	25	1982
		T-2	25	1982
269.	ПС 110/6/6 кВ 66	T-1	80	2012
		T-2	63	1979
270.	ПС 220/110/10 кВ 77	T-1	200 /AT-1/	1987
		T-2	200 /AT-2/	1987
271.	ПС 110/10 кВ 80	T-1	63	2007
		T-2	63	2007
272.	ПС 110/10 кВ 85	T-1	31,5	1966
		T-2	31,5	1966
273.	ПС 220/10 кВ 86	T-1	63	1978
		T-2	63	1979
		T-3	100	1988
		T-4	100	1988
		T-5	63	2006
274.	ПС 110/10/10 кВ 87	T-1	80	1983
		T-2	80	1983
275.	ПС 110/10/10 кВ 88	T-1	40	1974
		T-2	25	2012
276.	ПС 220/110/10 кВ 90	AT-1	250 /AT-1/	1991
		AT-2	250 /AT-2/	1989
277.	ПС 110/6 кВ 91	T-1	6,3	1973
		T-2	6,3	1972
278.	ПС 110/10 кВ 94	T-1	80	2012
		T-2	63	2004
279.	ПС 110/10/10 кВ 95	T-1	63	2010
		T-2	63	2011
280.	ПС 110/35/10 кВ 96	T-1	40	2010
		T-2	40	2010
		T-3	63	2006

		T-4	63	2010
АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорск				
281.	ПС 110/35/10 кВ 98	T-1	63	1988
		T-2	63	1984
282.	ПС 110/10 кВ 49	T-1	63	1981
		T-2	63	1983
283.	ПС 110/10/10 кВ 99	T-1	63	1999
		T-2	63	1999
потребители Магнитогорского промышленного узла				
284.	ПС 110/10 кВ 31а	T-1	63	1993
		T-2	63	1994
285.	ПС 110/10 кВ 31	T-1	63	1994
		T-2	63	1995
		T-3	63	1994
286.	ПС 110/10 кВ 29	T-1	80	2009
		T-2	80	2009
287.	ПС 110/10 кВ 83	T-1	16	2005
		T-2	16	2005
288.	ПС 110/10 кВ МКЗ	T-1	63	1988
		T-2	63	1987
289.	ПС 110/10 кВ 81	T-1	63	2004
		T-2	63	2004
290.	ПС 110/10 кВ 16	T-1	100	2009
		T-2	100	2009
291.	ПС 110/10 кВ 97	T-1	80	1995
		T-2	80	1995
292.	ПС 110/10 кВ Берлинский карьер	T-1	6,3	2007
АО «ЭСК ЧТПЗ» (ОАО «Челябинский трубопрокатный завод»)				
293.	ПС 110/6 кВ ГПП-1 ЧТПЗ	T-1	40	1983
		T-2	40	1983
294.	ПС 110/6 кВ ГПП-2 ЧТПЗ	T-1	63	2006
		T-2	63	2005
295.	ПС 110/35/6 кВ ГПП-3 ЧТПЗ	T-1	40	2006
		T-2	40	2016
ПАО «Челябинский кузнечно-прессовый завод»				
296.	ПС 110 кВ ГПП-2 ЧКПЗ	T-1	25	1970
		T-2	20	1968
ОАО «ЭПМ-ЧЭЗ»				
297.	ПС 110 кВ Прогресс 1	T-1	40	1963
		T-2	40	1963
298.	ПС 110 кВ Прогресс 2	T-1	40	1972
		T-2	40	1972

299.	ПС 110 кВ Прогресс 3	T-1	63	1981
		T-2	63	1981
Индустриальный парк «Станкомаш»				
300.	ПС 110 кВ ЗСО	T-1	40	1974
		T-2	20	1974
АО «Электромашина»				
301.	ПС 110 кВ ЗЭМ	T-1	25	1988
		T-2	25	1988
302.	ПС 110 кВ Тракторозаводская-2	T-1	16	н/д
		T-2	16	
ПАО «ЧЗПСН-ПРОФНАСТИЛ»				
303.	ПС 110 кВ Транзитная	T-1	25	1987
		T-2	25	1984
ООО «КЕММА»				
304.	ПС 110 кВ Оргстекло	T-1	16	1981
		T-2	16	1981
ООО «ТЭСиС»				
305.	ПС 110 кВ ГПП Першино	T-1	40	н/д
		T-2	40	
ОАО «КМЗ»				
306.	ПС 110 кВ Заводская	T-1	25	1985
		T-2	25	1985
ООО «Механический завод»				
307.	ПС 110 кВ Мехзавод	T-1	16	1974
		T-2	16	1974
ООО «Кварц»				
308.	ПС 110 кВ Нагорная	T-1	6,3	1988
		T-2	6,3	1988
ООО «Региональная сетевая компания»				
309.	ПС 110 кВ Смолининский карьер	T-1	10	1968
		T-2	10	1968
ОАО «Уфалейникель»				
310.	ПС 110 кВ Никель	T-1	25	1986
		T-2	25	1986
ООО «Транс»				
311.	ПС 110 кВ УЗРМО	T-1	25	1986
		T-2	16	1986
		T-3	16	1987
ОАО «Вишневогорский ГОК»				
312.	ПС 110 кВ ВРУ	T-1	16	1989
		T-2	16	1989
ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»				

313.	ПС 110 кВ Машзавод	T-1	10	1973
		T-2	6,3	1973
ММПКХ				
314.	ПС 110 кВ Озерская	T-1	25	2008
		T-2	25	2008
315.	ПС 110 кВ Карьер	T-1	6,3	1988
		T-2	6,3	1988
ООО «Газпром энерго» Приуральский филиал				
316.	ПС 110 кВ КС-17	T-1	31,5	1964
		T-2	31,5	1964
ООО «Златэнерготелеком»				
317.	ПС 110 кВ Завод Ленина	T-1	40	1975
		T-2	40	1975
АО «Электросеть»				
318.	ПС 110/6 кВ ЗМЗ-3 (АО «Златоустовский электрометаллургический завод)	T-1	25	1986
		T-2	25	1986
319.	ПС 110/35/6 кВ ЗМЗ-4 (АО «Златоустовский электрометаллургический завод)	T-1	75	1965
		T-2	40	2012
320.	ПС 110/10/6 кВ ЗМЗ-6 (АО «Златоустовский электрометаллургический завод)	T-1	40	1967
		T-2	40	1966
		T-3	16	1984
321.	ПС 110/10 кВ Гранит	T-1	20	1968
		T-2	20	1968
322.	ПС 110/6 кВ Компрессорная	T-1	15	1968
		T-2	15	1968
323.	ПС 110/6 кВ Плавильная (ГПП-3)	T1	40	1995
		T2	40	1994
		T3	40	1978
		T4	40	1978
324.	ОРУ 110 кВ ПС 220/110 Конверторная	-	-	-
325.	ПС 110/35/6 кВ ГПП-1	T1	31,5	1970
326.	ПС 110/6 кВ ГПП-2	T1	63	1968
		T2	63	1988
327.	ПС 110/35/6 кВ ГПП-4	T1	31,5	1966
328.	ПС 110/10 кВ ГПП-5	T1	80	1977
		T2	80	1977
329.	ПС 110/10 кВ ГПП-6	T1	80	1984
		T2	80	1987
		T3	63	1982
330.	ПС 110/35 кВ ГПП-7	T1	63	1981

		T2	63	1984
331.	ПС 110/6 кВ ГПП-12	T1	25	1002
		T2	25	1975
332.	ПС 110/10/6 кВ ГПП-13	T1	63	1978
		T2	63	1978
333.	ПС 110/6 кВ ГПП-14	T1	25	1975
		T2	25	1996
334.	ПС 110/10/6 кВ ГПП-16	T1	40	2008
		T2	40	2008
335.	ОРУ 110 кВ ПС 220/110 Каштак	-	-	-
ООО «ЭДС»				
336.	ПС 110 кВ Горная	T-1	6,3	1988
		T-2	6,3	1997
337.	ПС 110 кВ Н. Златоуст	T-1	31,5	1960
		T-2	31,5	1960
		T-3	40	1980
Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», Филиал Гохрана России - объект Урал				
338.	ПС 110 кВ Непряхино	T-1	6,3	1989
		T-2	10	2007
АО «Оборонэнерго» филиал «Уральский»				
339.	ПС 110/10 кВ 480	T-1	6,3	н/д
АО «Автомобильный завод «УРАЛ»				
340.	ПС 110/10 кВ Северная	T-1	16	1992
		T-2	40	1984
341.	ПС 110/35/6 кВ Автозаводская	T-1	20	1968
342.	ПС 11035/6 кВ Сталелитейная	T-1	25	1980
		T-2	25	1979
343.	ПС 110/6 кВ ТЭЦ УралАЗ	T-1	31,5	1966
ОАО «ММК-Метиз»				
344.	ПС 110/6 кВ МММЗ	T-1	16	1997
		T-2	16	1962
ООО «Вектор ТС»				
345.	ПС 110 кВ Тальковая	T-1	6,3	1989
ООО «Уралкраз»				
346.	ПС 110 кВ Крановая	T-1	10	1971
		T-2	10	1971
ООО «Электросетевая компания», г. Сатка				
347.	ПС 110/6/6 кВ Брусит	T-1	25	1998
		T-2	25	1991
ООО «Электро-транспорт»				
348.	ПС 110 кВ Сидеритовая	T-1	10	1971
		T-2	10	1971

349.	ПС 110 кВ Обжиговая	Т-1	16	1971
		Т-2	16	1971
350.	ПС 110 кВ Шахтная	Т-1	6,3	1969
		Т-2	6,3	1969
ЗАО «Катавский цемент»				
351.	ПС 110 кВ КИЦЗ	Т-1	20	2003
		Т-2	25	1993
ООО «Катав-Ивановский литейный завод»				
352.	ПС 110 кВ КИЛМЗ	Т-1	16	1978
		Т-2	16	1966
ФГУП «УКВЗ имени С.М. Кирова»				
353.	ПС 110 кВ УКВЗ	Т-1	32	1980
		Т-2	32	1980
ФГУП «ПСЗ»				
354.	ПС 110 кВ ГПП-2 Лесная	Т-1	16	1989
		Т-2	16	1979
355.	ПС 110 кВ Завьялиха	Т-1	6,3	2002
		Т-2	6,3	2002
356.	ПС 110 кВ Трехгорная	Т-1	16	2002
		Т-2	16	2002
ПАО «Ашинский металлургический завод»				
357.	ПС 220 кВ АМЕТ	АТ-1	125	2010
		АТ-2	160	2010
		Т	2,5	2011
ООО «Электросетевая компания» г. Екатеринбург (фактический г. Куса)				
358.	ПС 110 кВ Куса	Т-1	15	1969
		Т-2	25	2012
АО «Транснефть – Урал»				
359.	ПС 110 кВ Жука-Тау	Т-1	10	н/д
		Т-2	10	н/д
360.	ПС 110 кВ Травники	Т-1	10	1971
		Т-2	10	1971
ООО «Троицкий металлургический завод»				
361.	ПС 110 кВ Дизельная	Т-1	25	1980
		Т-2	25	1980
АО «Южуралзолото Группа Компаний»				
362.	ПС 110 кВ Центральная разведочная	Т-1	10	1983
		Т-2	10	1983
ООО «Электро ТК»				
363.	ПС 110 кВ Асфальтная	Т1	6,3	н/д
		Т2	6,3	н/д
прочие собственники				

364.	ПС 110 кВ ЮЗК	T-1	10	1981
		T-2	10	1981
365.	ПС 110 кВ СЗК	T-1	10	1975
		T-2	10	1973
		T-2	10	1973
Филиал ОАО «РЖД» - Южно-Уральская железная дорога				
366.	ПС 110 кВ Челябинск Главный-т	T1	40	2008
		T2	40	2007
367.	ПС 110 кВ Челябинск Южный-т	T1	25	1989
		T2	25	1989
368.	ПС 110 кВ Синеглазово-т	T1	20	1970
		T2	10	1962
369.	ПС 110 кВ Полетаево-т	T1	16	1973
		T2	16	1973
370.	ПС 110 кВ Смолино-т	T1	25	1978
		T2	20	1960
371.	ПС 110 кВ Дубровка-т	T1	10	1966
		T2	10	1966
372.	ПС 110 кВ Еманжелинск-т	T1	15	1966
		T2	15	1966
373.	ПС 110 кВ Красноселка-т	T1	10	1966
		T2	10	1966
374.	ПС 110 кВ Чурилово-т	T1	16	1994
		T2	15	2005
375.	ПС 110 кВ Козырево-т	T1	25	1974
		T2	25	1974
376.	ПС 110 кВ Чернявская-т	T1	15	1961
		T2	16	1991
377.	ПС 110 кВ Межозерная-т	T1	16	1977
		T2	10	1977
378.	ПС 110 кВ Разъезд 6-т	T1	16	1977
		T2	15	1977
379.	ПС 110 кВ Муслумово-т	T1	16	1977
		T2	16	1977
380.	ПС 110 кВ Разъезд 3-т	T1	16	1977
		T2	16	1978
381.	ПС 110 кВ Разъезд 2-т	T1	16	1978
		T2	16	1977
382.	ПС 110 кВ Нижняя-т	T1	16	1977
		T2	16	1977
383.	ПС 110 кВ Биргильда-т	T1	15	1969
		T2	16	1976

384.	ПС 110 кВ Бишкиль-т	T1	15	1969
		T2	15	1958
385.	ПС 110 кВ Шахматово-т	T-1	10	1970
		T-2	10	1970
386.	ПС 110 кВ Мисяш-т	T-1	16	1973
		T-2	16	1974
387.	ПС 110 кВ Кисегач-т	T-1	16	1972
		T-2	16	1975
388.	ПС 110 кВ Тургояк-т	T1	16	1985
		T2	16	1986
389.	ПС 110 кВ Хребет-т	T-1	16	2001
		T-2	16	2005
390.	ПС 110 кВ Таганай-т	T1	16	1985
		T2	16	1985
391.	ПС 110 кВ Ай-т	T1	16	1989
		T2	16	1986
392.	ПС 110 кВ Тундуш-т	T1	15	1958
		T2	16	2013
393.	ПС 110 кВ Салган-т	T1	20	1962
		T2	15	1975
394.	ПС 110 кВ Бердяуш-т	T-1	20	1974
		T-2	20	1973
395.	ПС 110 кВ Сулея-т	T-1	16	1989
		T-2	16	1976
396.	ПС 110 кВ Усть-Катав-т	T-1	16	1991
		T-2	16	1997
397.	ПС 110 кВ Тюбеляс-т	T-1	16	1991
		T-2	16	1996
398.	ПС 110 кВ Единовер-т	T-1	15	1972
		T-2	16	1976
399.	ПС 110 кВ Мурсалимкино-т	T-1	16	1977
		T-2	16	1974
400.	ПС 110 кВ Кукшик-т	T-1	10	1969
		T-2	10	1969
401.	ПС 110 кВ Яхино-т	T-1	16	1988
		T-2	16	1988
402.	ПС 110 кВ Карталы-т	T-1	16	1980
		T-2	16	1979
403.	ПС 110 кВ Гогино-т	T-1	40	1983
		T-2	20	1968
		T-5	20	1968
		T-4	2,5	1978

404.	ПС 110 кВ Бреды-т	T-1	20	1968
		T-2	20	1968
		T-3	25	1990
405.	ПС 110 кВ Магнитогорск-т	T-1	25	1976
		T-2	25	1990
406.	ПС 110 кВ Субутак-т	T-1	20	1966
		T-2	25	1990
407.	ПС 110 кВ Мочаги-т	T-1	20	1995
		T-2	25	1996
408.	ПС 110 кВ Гумбейка	T-1	25	1973
		T-2	7,5	1943
409.	ПС 110 кВ Упрун-т	T-1	15	1966
		T-2	15	1966
410.	ПС 110 кВ Кумысная-т	T-1	16	1993
		T-2	15	1966
411.	ПС 110 кВ Золотая сопка-т	T-1	10	1966
		T-2	10	1966
412.	ПС 110 кВ Саламат-т	T-1	15	1966
		T-2	15	1966
413.	ПС 110 кВ Тамерлан-т	T-1	15	1966
		T-2	15	1966
414.	ПС 110 кВ Тумак-т	T-1	16	1971
		T-2	16	1971
ОАО «РЖД» (Куйбышевская дирекция по электроснабжению)				
415.	ПС 110 кВ Симская-т	T-1	25	н/д
		T-2	25	н/д
416.	ПС 110 кВ Аша-т	T-1	20	н/д
		T-2	20	н/д
417.	ПС 110 кВ Миньяр-т	T-1	16	н/д
		T-2	20	н/д
418.	ПС 110 кВ Ерал-т	T-1	16	н/д
		T-2	16	н/д
прочие тяговые подстанции				
419.	ПС 110 кВ Магнай-т	T-1	15	1966
		T-2	15	1966
420.	ПС 110 кВ Еманкино-т	T-1	16	1985
		T-2	16	1985
421.	ПС 110 кВ Бускуль-т	T-1	15	1966
		T-2	15	1966

18. Основные внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области по межсистемным ВЛ 500-220-110 кВ связана с соседними энергосистемами: Курганской, Свердловской, Башкирской, Оренбургской и ОЭС Республики Казахстан.

Челябинская энергосистема по сетям 500-220-110 кВ имеет связь (рисунок 20):

1) со Свердловской энергосистемой:

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;

2) с Башкирской энергосистемой:

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 МММЗ;

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;

3) с Оренбургской энергосистемой:

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;

4) Курганской энергосистемой:

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.

5) 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;

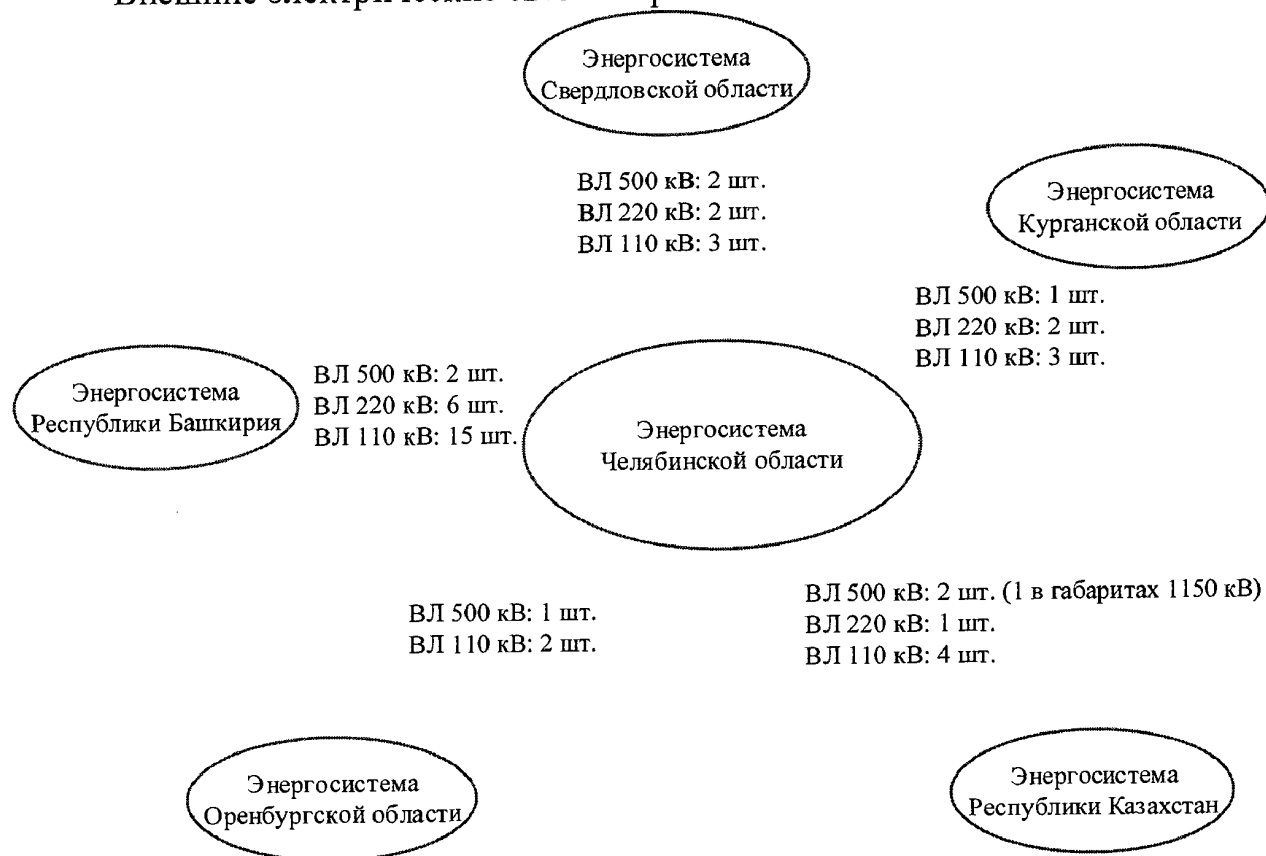
ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная – нормальный разрыв на ЛР;

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 20

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 2013 по 2017 годы представлена в таблице 42.

Таблица 42

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области, тыс. тонн условного топлива

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
расход топлива на ТЭС, в том числе:	12067	12293	12259	12623	12806
на выработку электроэнергии	8243	8517	8737	9201	8855
газ природный	5608	5743	6018	6475	6286
уголь	1968	2081	2001	1996	1882
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	115	128	126	112	104
газ доменный	552	565	592	618	583
прочие виды топлива	0	0	0	0	0
на выработку тепловой энергии	3824	3776	3522	3422	3951
газ природный	2312	2276	2155	2128	2517
уголь	811	825	716	656	753
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	226	213	216	229	237
газ доменный	475	462	435	409	444
прочие виды топлива	0	0	0	0	0
расход топлива на КЭС	2818	2478	2889	3850	3771
на выработку электроэнергии	2818	2478	2889	3850	3771
газ природный	2086	1819	2168	2943	2902
уголь	732	659	721	907	869
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	0	0	0	0	0
газ доменный	0	0	0	0	0
прочие виды топлива	0	0	0	0	0
расход топлива на ТЭЦ	9249	9815	9370	8773	9035
на выработку электроэнергии	5425	6039	5848	5351	5084
газ природный	3522	3924	3850	3532	3384
уголь	1236	1422	1280	1089	1013
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	115	128	126	112	104
газ доменный	552	565	592	618	583
прочие виды топлива	0	0	0		
на выработку тепловой энергии	3824	3776	3522	3422	3951
газ природный	2312	2276	2155	2128	2517
уголь	811	825	716	656	753
нефтетопливо	0	0	0	0	0
газ коксовый	226	213	216	229	237
газ доменный	475	462	435	409	444
прочие виды топлива	0	0	0	0	0

расход топлива на котельных	3499	3394	3117	2908	3048
газ природный	2519	2421	2267	2149	2272
уголь	884	877	754	663	680
нефтетопливо	70	70	70	70	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	15566	15687	15376	15531	15854
газ природный	10439	10440	10440	10752	11075
уголь	3663	3783	3471	3315	3315
нефтетопливо	70	70	70	70	70
газ коксовый	341	341	342	341	341
газ доменный	1027	1027	1027	1027	1027
прочие виды топлива	26	26	26	26	26

В таблице 43 представлена информация об объемах и структуре топливного баланса отдельных электростанций на территории Челябинской области по итогам 2017 года.

Таблица 43

Объемы и структура топливного баланса отдельных электростанций на территории Челябинской области по итогам 2017 года,
тыс. тонн условного топлива

Наименование станции	Всего расход условного топлива	Газ природный	Уголь	Нефтетопливо	Газ коксовый	Газ доменный	Прочие виды топлива
Троицкая ГРЭС	1434	0	1412	22	0	0	0
Южноуральская ГРЭС	482	266	215	1	0	0	0
Южноуральская ГРЭС-2	895	895	0	0	0	0	0
Челябинская ТЭЦ-1	902	902	0	0	0	0	0
Челябинская ТЭЦ-2	638	417	221	0	0	0	0
Челябинская ТЭЦ-3	1026	1026	0	0	0	0	0
Челябинская ГРЭС	2754	2754	0	0	0	0	0
Аргаяшская ТЭЦ	637	311	326	0	0	0	0
Магнитогорская ГТ ТЭЦ	56	56	0	0	0	0	0
Магнитогорская ТЭЦ ПАО «ММК»	1003	909	94	0	0	0	0
Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»	970	312	146	0	0	512	0
ТЭЦ ПВС-1 ПАО «ММК»	628	95	0	0	212	321	0
ТЭЦ ПВС-2 ПАО «ММК»	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ Паросилового цеха ПАО «ММК»	8	8	0	0	0	0	0

ТЭЦ Коксохимического производства ПАО «ММК»	34	34	0	0	0	0	0
Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «ММЗ»)	84	84	0	0	0	0	0
ТЭЦ УралаЗ АО «ЭнСер»	99	99	0	0	0	0	0
ТЭЦ ОАО «Комбинат Магнезит»	36	36	0		0	0	0
ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода	57	57	0	0	0	0	0
ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода	30	11	0	0	0	20	0
ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»	83	83	0	0	0	0	0
ТЭЦ «Мечел-Энерго» (ТЭЦ ЧМК)	937	413	221	0	129	174	0
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»	12	12	0	0	0	0	0
прочие нетурбинные ТЭС	0	0	0	0	0	0	0
всего	12806	8780	2635	23	341	1027	0

20. Единый топливно-энергетический баланс Челябинской области за предшествующие пять лет.

Единый топливно-энергетический баланс (далее именуется – ЕТЭБ) Челябинской области за 2013-2017 годы приведен в таблицах 44 – 48. ЕТЭБ Челябинской области приведен в форматах, установленных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14.12.2011 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 КИТТ изменялся с 65 процентов в 2013 году до 84 процентов в 2017 году, а на котельных КИТТ изменялся с 79 процентов в 2013 году до 82 процентов в 2017 году.

Общая эффективность выработки тепловой энергии с учетом ее относительных долей выработки в комбинированной цикле на ТЭЦ и в котельных составила около 83 процентов.

Таблица 44

ЕТЭБ Челябинской области за 2013 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь и продукты переработки	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
производство энергетических ресурсов	18892,3	0	0	0	69,4	0,1	0	0	0	18951,3
ввоз	12512,8	6,9	1767,9	17508,5	0	0	0	5006,8	0	36802,9
вывоз	0	0	0	0	-21,3	0	0	-1462,5	0	-1483,8
изменение запасов	-99,3	0	-0,9	0	7,1	0	0	0	0	-93,1
потребление первичной энергии	31187,4	6,9	1768,8	17508,5	26,5	0,1	0	3544,3	0	54042,5
статистическое расхождение	0,2	0	0	0	0	0	0	0	-0,1	0,1
производство электрической энергии	-2849,7	-3,9	-56,4	-5871,1	-0,1	-0,1	0	8964,6	0	183,3
производство тепловой энергии, в том числе:	-2216,9	-3,0	-43,9	-4567,5	0	0	0	0	6974,0	142,7
теплоэлектростанции	-1215,3	-1,7	-24,1	-2503,8	0	0	0	0	3527,8	-217,1
котельные	-1001,6	-1,4	-19,8	-2063,6	0	0	0	0	2907,6	-178,9
электрокотельные и теплоутилизационные установки	0	0	0	0	0	0	0	0	492,0	492,0
преобразование топлива, в том числе:	-8287,4	0	0	0	0	0	0	0	0	-8287,4
переработка нефти	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переработка газа	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

обогащение угля	-8287,4	0	0	0	0	0	0	0	0	-8287,4
собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	-94,7	-209,2	-303,9
потери при передаче	0	0	0	-102,0	0	0	0	-1076,6	-438,6	-1617,2
конечное потребление энергетических ресурсов	17351,5	0	1666,3	6967,9	3,5	0	0	11432,3	6535,5	43957,0
сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1,2	0	107,7	23,4	0,3	0	0	139,8	150,1	422,5
промышленность	17322,2	0	431,3	6150	0	0	0	8407,0	3085,9	35396,5
строительство	1,5	0	97,9	11,9	0	0	0	77,1	82,8	271,3
транспорт и связь	6,4	0	149,3	22,0	0,1	0	0	1016,9	76,6	1271,2
население	11,6	0	765,5	741,8	2,7	0	0	1037,6	2491,0	5050,2
прочие	8,5	0	114,6	18,8	0,4	0	0	753,9	649,1	1545,2
использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	481,7	0	2,2	0	22,9	0	0	0	0	506,8

Таблица 45

ЕТЭБ Челябинской области за 2014 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс	Газ коксовый	Газ доменный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	Электроэнергия	Тепловая энергия	Всего
производство	370	0	0	0	0	0	0	0	47	0	0	417
ввоз (импорт)	13209	7	1673	17986	203	0	0	100	0	1525	0	34704
вывоз (экспорт)	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	-21
изменение запасов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
потребление первичной энергии	13579	7	1673	17986	203	0	0	100	26	1525	0	35099
невязка баланса	380	0	-15	0	0	0	-6	1	0	-21	-552	-212
преобразование, всего	-12151	-7	-70	-10439	-203	2643	4357	0	-26	2536	5555	-7805
электроэнергия, всего	-1981	0	0	-5468	0	-136	-538	0	0	2920	0	-5203
КЭС	-477	0	0	-1316	0	0	0	0	0	841	0	-951
ТЭЦ	-1505	0	0	-4152	0	-136	-538	0	0	2079	0	-4252
тепловая энергия, всего	-1801	-7	-70	-4971	0	-206	-489	0	-26	0	6276	-1293
ТЭЦ	-873	0	0	-2409	0	-206	-489	0	0	0	3340	-637
котельные, всего	-928	-7	-70	-2562	0	0	0	0	-26	0	2936	-656
преобразование в другие виды топлива	-8368	0	0	0	-203	2985	5384	0	0	0	0	-203
коксохимическое производство	-8368	0	0	0	5384	2985	0	0	0	0	0	0
доменное производство	0	0	0	0	-5587	0	5384	0	0	0	0	-203
собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-205	-205
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-384	-517	-901

конечное потребление	1048	0	1618	7547	0	2643	4363	100	0	4082	6107	29521
сельское хозяйство	1	0	101	34	0	0	0	1	0	48	108	293
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
промышленность	506	0	456	6613	0	0	4357	4	0	2974	2978	17888
строительство	2	0	97	18	0	0	0	0	0	29	73	218
транспорт и связь	4	0	176	28	0	0	0	2	0	379	76	664
прочие виды деятельности	309	0	123	23	0	0	0	4	0	273	575	1307
население	11	0	665	831	0	0	0	88	0	379	2297	4271
неэнергетические нужды	213	0	0	0	0	2643	6	1	0	0	0	2864

Таблица 46

ЕТЭБ Челябинской области за 2015 год (тыс. тонн условного топлива)

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Кокс металлургический	Газ коксовый	Газ доменный	СУГ	Прочие виды твердого топлива	НВИЭ	Электроэнергия	Тепло	Всего
производство	366	0	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	-528	-128
преобразование, всего	-11385	-7	-70	-10439	-203	2243	4303	0	-26	0	2957	5472	-7155
преобразование в другие виды энергии	-3471	-7	-70	-10439	0	-342	-1027	0	-26	0	2957	5472	-6953
преобразование в другие виды топлива	-7914	0	0	0	-203	2584	5330	0	0	0	0	0	-203
электроэнергия, всего	-1913	0	0	-5754	0	-123	-566	0	0	0	3341	0	-5014
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-668	0	0	-2008	0	0	0	0	0	0	1191	0	-1485
ТЭЦ	-1245	0	0	-3745	0	-123	-566	0	0	0	2150	0	-3529
тепловая энергия, всего	-1558	-7	-70	-4685	0	-219	-461	0	-26	0	0	6218	-808
ТЭЦ	-759	0	0	-2283	0	-219	-461	0	0	0	0	3316	-406
котельные, всего	-799	-7	-70	-2402	0	0	0	0	-26	0	0	2902	-402

преобразование в другие виды топлива	-7914	0	0	0	-203	2584	5330	0	0	0	0	0	-203
коксохимическое производство	-7914	0	0	0	5330	2584	0	0	0	0	0	0	0
доменное производство	0	0	0	0	-5533	0	5330	0	0	0	0	0	-203
собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-202	-202
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-384	-545	-929
конечное потребление	1139	0	1595	7319	0	2243	4309	100	0	0	4042	6000	28760
сельское хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0	0	48	106	292
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
промышленность	550	0	440	6388	0	0	4303	4	0	0	2945	2926	17556
строительство	2	0	82	18	0	0	0	0	0	0	28	72	202
транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0	0	375	74	658
прочие виды деятельности	336	0	123	23	0	0	0	4	0	0	271	565	1321
население	12	0	672	828	0	0	0	88	0	0	375	2257	4232
неэнергетические нужды	232	0	0	0	0	2243	6	1	0	0	1	0	2482

Таблица 47

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	362	0	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	5356	-6997
преобразование в другие виды энергии	-3315	-7	-70	-10752	0	-342	-1027	0	-26	0	3388	5356	-6795
преобразование в другие виды топлива	-7415	0	0	0	-203	2139	5276	0	0	0	0	0	-203
электроэнергия, всего	-1996	0	0	-6475	0	-112	-618	0	0	0	3772	0	-5430
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЭС	-907	0	0	-2943	0	0	0	0	0	0	1726	0	-2124
ТЭЦ	-1089	0	0	-3532	0	-112	-618	0	0	0	2046	0	-3306
тепловая энергия, всего	-1319	-7	-70	-4277	0	-229	-409	0	-26	0	0	6090	-247
ТЭЦ	-656	0	0	-2128	0	-229	-409	0	0	0	0	3293	-129
котельные: всего	-663	-7	-70	-2149	0	0	0	0	-26	0	0	2797	-118
преобразование в другие виды	-7415	0	0	0	-203	2139	5276	0	0	0	0	0	-203

топлива													
коксохимическое производство	-7416	0	0	0	5276	2139	0	0	0	0	0	0	0
доменное производство	0	0	0	0	-5479	0	5276	0	0	0	0	0	-203
собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-199	-199
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-384	-535	-919
конечное потребление	1100	0	1592	7279	0	1798	4255	100	0	0	4049	5890	28079
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	35	0	0	0	1	0	0	48	104	290
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
промышленность	531	0	438	6350	0	0	4249	4	0	0	2951	2873	17395
строительство	2	0	75	19	0	0	0	0	0	0	28	70	194
транспорт и связь	4	0	176	26	0	0	0	2	0	0	376	73	657
прочие виды деятельности	324	0	123	23	0	0	0	4	0	0	271	555	1300
население	12	0	678	826	0	0	0	88	0	0	376	2216	4195
неэнергетические нужды	224	0	0	0	0	1798	6	1	0	0	0	0	2029

Таблица 48

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	358	0	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	5257	-7793
преобразование в другие виды энергии	-3315	-7	-70	-11075	0	-342	-1027	0	-26	-3	3013	5257	-7594
преобразование в другие виды топлива	-7150	0	0	0	-203	1926	5224	0	0	0	0	0	-203
электроэнергия, всего	-1882	0	0	-6286	0	-104	-583	0	0	-3	3397	0	-5461
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3	3	0	0
КЭС	-869	0	0	-2902	0	0	0	0	0	0	1585	0	-2186
ТЭЦ	-1013	0	0	-3384	0	-104	-583	0	0	0	1809	0	-3275
тепловая энергия, всего	-1433	-7	-70	-4789	0	-237	-444	0	-26	0	0	5978	-1028
ТЭЦ	-753	0	0	-2517	0	-237	-444	0	0	0	0	3270	-682
котельные: всего	-680	-7	-70	-2272	0	0	0	0	-26	0	0	2708	-346

преобразование в другие виды топлива	-7150	0	0	0	-203	1926	5224	0	0	0	0	0	-203
коксохимическое производство	-7150	0	0	0	5224	1926	0	0	0	0	0	0	0
доменное производство	0	0	0	0	-5427		5224	0	0	0	0	0	-203
собственные нужды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-195	-195
потери при распределении	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-384	-526	-910
конечное потребление	1094	0	1603	7418	0	1585	4203	100	0	0	4053	5796	27868
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	1	0	101	36	0	0	0	1	0	0	48	102	289
рыболовство	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
промышленность	528	0	447	6490	0	0	4197	4	0	0	2954	2827	17446
строительство	2	0	70	20	0	0	0	0	0	0	28	69	189
транспорт и связь	4	0	176	27	0	0	0	2	0	0	376	72	656
прочие виды деятельности	323	0	123	23	0	0	0	4	0	0	272	546	1290
население	12	0	685	823	0	0	0	88	0	0	376	2181	4164
неэнергетические нужды	222	0	0	0	0	1585	6	1	0	0	0	0	1814

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 35287 млн. кВт·ч в год (по данным за 2017 год).

По производству электроэнергии в 2017 году Челябинская энергосистема заняла четвертое место в Уральском федеральном округе (27295,8 млн. кВт·ч или 10,5 процентов).

Балансовая ситуация по электрической энергии на текущий период (2018 год) прогнозируется следующей: потребление электроэнергии по территории Челябинской области планируется в размере 35406 млн. кВт·ч, выработка электроэнергии электрическими станциями, расположенными на территории Челябинской области, ожидается в размере 28994 млн. кВт·ч. Недостаток электрической энергии покрывается соседними энергосистемами (6412 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.

Возможен риск перегрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Есаулка, ПС 110 кВ Станкозаводская, ПС 110 кВ Верхнеуральская, ПС 35 кВ Центральная. В соответствующем разделе будет рассмотрена необходимость реконструкции данных объектов и предложены альтернативные мероприятия (в случае наличия такой возможности).

Все вышеперечисленные возможные риски, а также рекомендуемые мероприятия для их устранения подробно рассмотрены 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 настоящей СиПРЭ Челябинской области.

Электрические сети 110 кВ и выше, имеющие недостаток пропускной способности, определены на основании расчетов электрических режимов в разделе V настоящей СиПРЭ Челябинской области.

22. Электроснабжение отдельных территорий.

Дополнительно в настоящей СиПРЭ Челябинской области (в соответствии с техническим заданием) рассмотрены вопросы электроснабжения агломерата города Челябинск 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 в, представленного Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области в разделе VI настоящей СиПРЭ.

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;

недопущение ограничения пропускной способности электрических сетей энергосистемы Челябинской области;

обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Челябинской области;

скоординированный ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей.

Помимо вышеизложенного, целями и задачами развития электроэнергетики Челябинской области в соответствии со Стратегией социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года, принятой постановлением Законодательного Собрания Челябинской области от 26.03.2014 г. № 1949 «О принятии Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года», являются:

развитие малой энергетики. Использование альтернативных источников энергии (мини-теплоэлектростанции с когенерацией, объекты малой гидроэнергетики, ветроэнергетические установки, производство биотоплива, использование солнечной энергии);

снижение показателей удельного потребления топливно-энергетических ресурсов в государственном секторе в 2020 году на 30 процентов по сравнению с 2009 годом;

снижение показателей удельного потребления топливно-энергетических ресурсов в многоквартирном жилищном фонде в 2020 году на 30 процентов по сравнению с 2009 годом;

оптимизация затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии;

создание и развитие энерго- и ресурсосберегающих технологий.

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 2017 год.

В таблицах 49 и 50 представлено фактическое потребление электроэнергии и мощности в 2017 году по всей территории энергосистемы Челябинской области, а также по наиболее крупным ее энергорайонам и энергоузлам.

Таблица 49

Потребление электроэнергии по энергосистеме
Челябинской области за 2017 год

Энергорайон	Электропотребление	
	млн. кВт·ч	процентов
территория Челябинской области	35287	100
всего по энергорайонам	30436,7	86,3
в том числе:	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	3705,6	10,5
в том числе:	-	-
Ашинский энергоузел	819,3	2,3
Миасско-Чебаркульский энергоузел	1244,2	3,5
Карталинский энергорайон	1475,8	4,2
Магнитогорский энергорайон	9575,1	27,1
Челябинский энергорайон	13504,1	38,3
в том числе:	-	-
Металлургический энергоузел	3071,0	8,7
Сосновский энергоузел	1083,8	3,1
Узел ЧГРЭС	1041,7	3,0
Узел ЧТЭЦ-1	2243,8	6,4
Узел ЧТЭЦ-2	563,8	1,6
Узел ЧЭМК	4640,7	13,2
Северный энергорайон	2176,0	6,2
Троицкий энергорайон	162,0	0,5
Еманжелинский узел	1055,2	3,0

Таблица 50

**Максимальное потребление мощности по энергосистеме
Челябинской области за 2017 год**

Энергорайон	Потребление мощности на час максимума 2017 года	
	зимний максимум 25 декабря 2017 года, 9-00	
	МВт	процентов
территория Челябинской области	5032	100
всего по энергорайонам	4650,2	92,4
в том числе:	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	551,9	11,0
в том числе:	-	-
Ашинский энергоузел	140,5	2,8
Миасско-Чебаркульский энергоузел	203,6	4,0
Карталинский энергорайон	149,7	3,0
Магнитогорский энергорайон	1281,9	25,5
Челябинский энергорайон	1905,1	37,9
в том числе:	-	-
Металлургический энергоузел	361,5	7,2
Сосновский энергоузел	207,7	4,1
Узел ЧГРЭС	176,2	3,5
Узел ЧТЭЦ-1	345,2	6,9
Узел ЧТЭЦ-2	72,3	1,4
Узел ЧЭМК	514,2	10,2
Северный энергорайон	336,0	6,7
Троицкий энергорайон	132,4	2,6
Еманжелинский узел	152,7	3,0

В результате анализа данных, представленных в таблицах 49 и 50, выявлено, что наибольшую долю потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Челябинской области составляет Челябинский энергорайон (до 38 процентов от суммарного потребления электроэнергии), за ним следует Магнитогорский энергорайон (около 26 процентов).

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 – 2018 год.

Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по территории в целом и отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2018 году представлен в таблице 51.

Таблица 51

**Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по отдельным
энергорайонам Челябинской области в 2018 году**

Энергорайон	Электрическая энергия, млн. кВт·ч
территория Челябинской области	35406

процентов по отношению к предыдущему году	0,3
всего по энергорайонам	30539,2
в том числе:	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	3718,1
в том числе:	-
Ашинский энергоузел	822,0
Миасско-Чебаркульский энергоузел	1248,4
Карталинский энергорайон	1480,8
Магнитогорский энергорайон	9607,4
Челябинский энергорайон	13549,6
в том числе:	-
Металлургический энергоузел	3081,4
Сосновский энергоузел	1087,5
Узел ЧГРЭС	1045,3
Узел ЧТЭЦ-1	2251,4
Узел ЧТЭЦ-2	565,7
Узел ЧЭМК	4656,3
Северный энергорайон	2183,4
Троицкий энергорайон	162,6
Еманжелинский узел	1058,7
выработка электроэнергии	28994,0
в том числе:	-
АЭС	0
ГЭС	0
ТЭС	28994,0
ВИЭ	0
сальдо	6412,0

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2018 году представлен в таблице 52.

Таблица 52

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2018 году

Энергорайон	Электрическая мощность, МВт
Территория Челябинской области	5121
процентов по отношению к предыдущему году	1,8
всего по энергорайонам	4299,3
в том числе:	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	561,6
в том числе:	-
Ашинский энергоузел	143,0
Миасско-Чебаркульский энергоузел	207,2
Карталинский энергорайон	152,3
Магнитогорский энергорайон	1304,6
Челябинский энергорайон	1938,8

в том числе:	-
Металлургический энергоузел	367,9
Сосновский энергоузел	211,4
Узел ЧГРЭС	179,3
Узел ЧТЭЦ-1	351,3
Узел ЧТЭЦ-2	73,6
Узел ЧЭМК	523,3
Северный энергорайон	342,0
Троицкий энергорайон	134,7
Еманжелинский узел	155,4
установленная мощность станций	5928,2
в том числе:	-
АЭС	0
ГЭС	0
ТЭС	5928,2
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 2019 – 2023 годы (вариант а), в соответствии с техническим заданием к СиПРЭ Челябинской области) составлен на основе проекта СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы, разрабатываемой АО «СО ЕЭС», и представлен в таблице 53.

Таблица 53

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы
Челябинской области на 2019 – 2023 годы

Наименование показателя, единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	За пять лет
потребление мощности, МВт	5196	5222	5280	5295	5313	-
абсолютный прирост потребления мощности, МВт	75	26	58	15	18	117
прирост, процентов	1,5	0,5	1,1	0,3	0,3	2,3
потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	35902,0	36172,0	36550,0	36705,0	36858,0	-
абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн. кВт·ч	496	270	378	155	153	956
прирост потребления электроэнергии, процентов	1,4	0,8	1,0	0,4	0,4	2,7

Сценарий прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом 0,6 процента в 2019 – 2023 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2019 – 2023 годов составляет 117 МВт.

Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС»,

характеризуется среднегодовым темпом 0,7 процента в 2019–2023 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2019 – 2023 годов составляет 956 млн. кВт·ч.

Прогнозное изменение потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на 2019 – 2023 годы в графическом виде представлено на рисунках 21 и 22.

На рисунках 21 и 22 приведена справочная информация о динамике изменения прогноза потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области в соответствии с СиПРЭ электроэнергетики Челябинской области на 2018-2022 годы, утвержденной в 2017 году. Текущее прогнозное изменение потребления мощности на 2019-2023 годы – ниже на 68 – 86 МВт. Прогнозное потребления электроэнергии выше ранее прогнозируемому на 138-366 млн. кВт·ч.

Рисунок 21

Прогнозное изменение потребления мощности энергосистемы Челябинской области на 2019 – 2023 годы

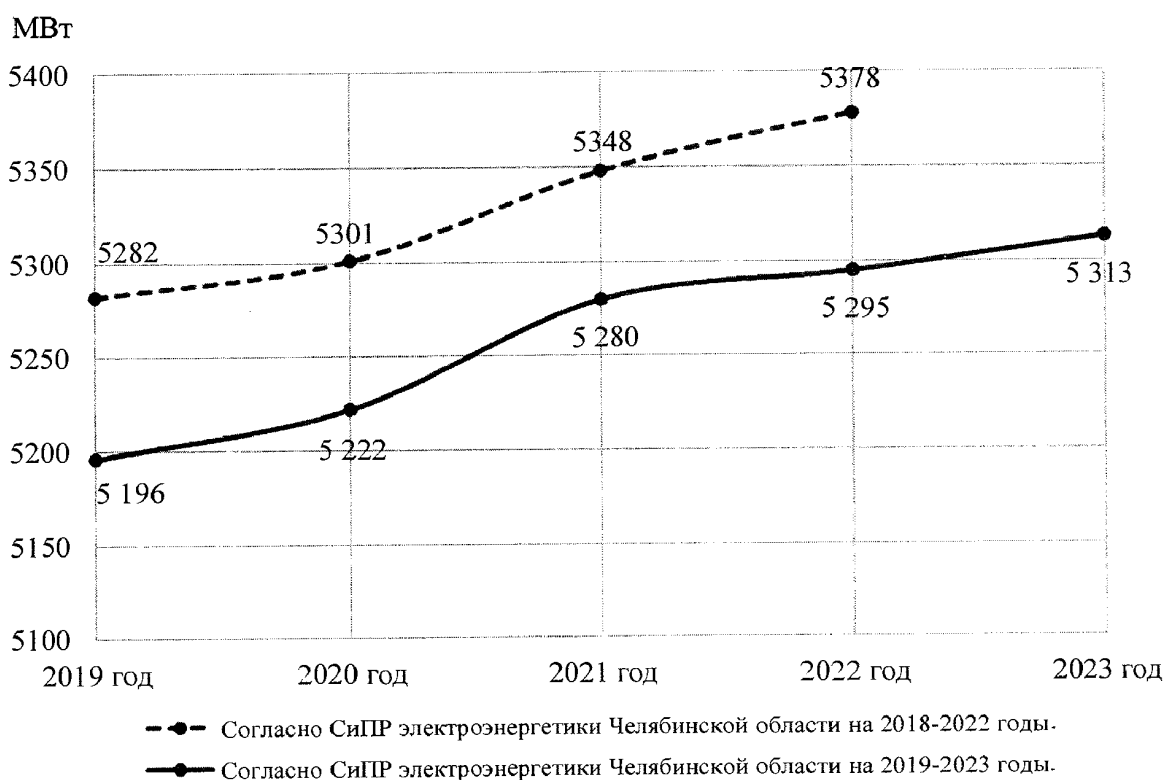
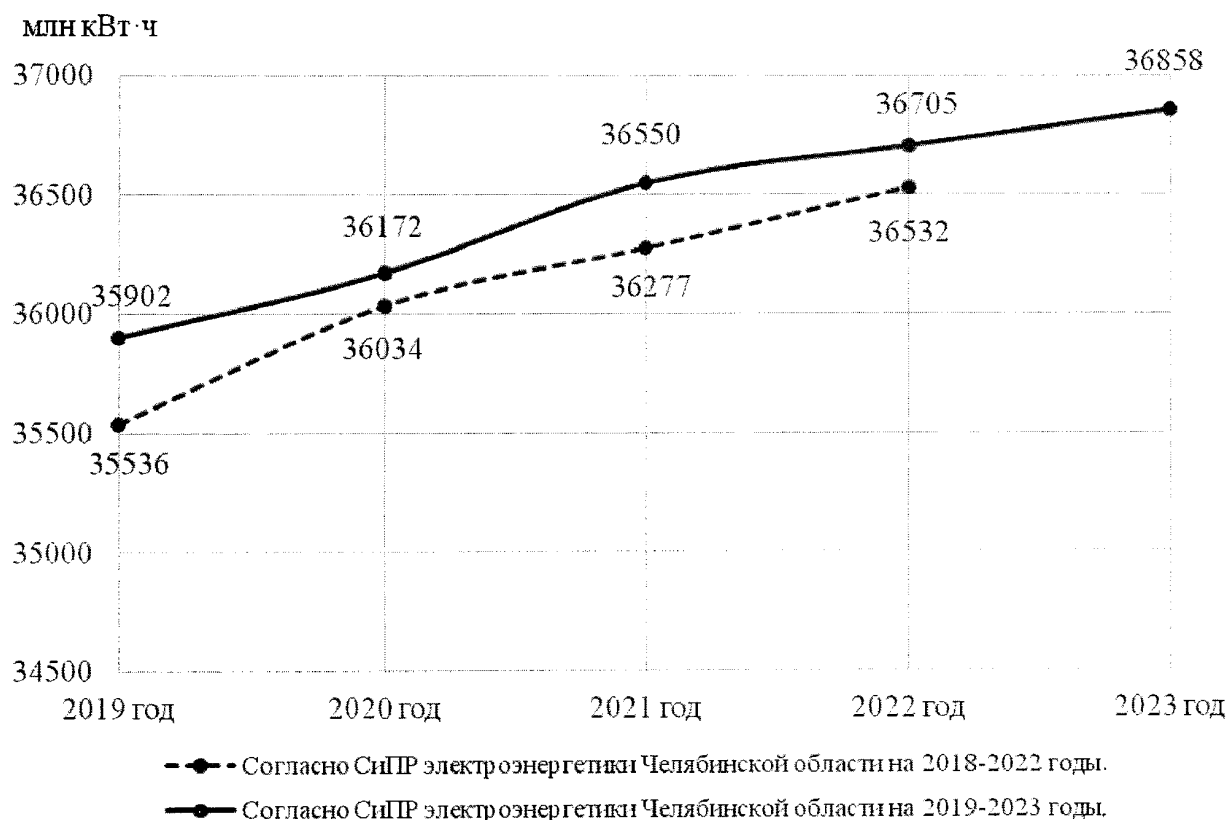


Рисунок 22

**Прогнозное изменение потребления электроэнергии энергосистемы
Челябинской области на 2019 – 2023 годы**



Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области (вариант б, в соответствии с техническим заданием к СиПРЭ Челябинской области) по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области представлен на 2019 год и составил:

потребление электроэнергии – 34474,48 млн. кВт·ч;

потребление электроэнергии (с учетом потерь в сетях ЕНЭС) – 35014,97 млн. кВт·ч.

Перечень крупных потребителей электрической энергии (существующих и перспективных) энергосистемы Челябинской области (мощностью не менее 1 процента от потребления региона) с указанием максимальной прогнозной мощности по ним на 2019-2023 годы представлен в таблице 54. Дополнительно в таблице указаны прочие перспективные потребители с мощностью менее 1 процента от потребления региона (на основе договоров на осуществление технологического присоединения).

Таблица 54

Перечень крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области (мощностью не менее 1 процента от потребления региона) с указанием максимальной мощности на 2019-2023 годы

Наименование потребителя	Максимальная прогнозная мощность, МВт				
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Существующие потребители					
ПАО «ММК»*	989,4	1035,8	1034,5	1040,7	1043,3
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	460	460	460	460	460
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	350	350	350	350	350
ПАО «Челябинский цинковый завод»	110	110	114	114	114
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
ФГУП «ПО «Маяк» (с учетом транзитных потребителей)	56,5 (101,8)	64,0 (101,8)	64,0 (101,8)	64,0 (101,8)	64,0 (101,8)
ПАО «Ашинский металлургический завод»	82	82	82	82	82
АО «Михеевский ГОК»*	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0
Перспективные потребители					
Томинский ГОК (АО «Томинский ГОК»)	90	90	90	90	90
ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»	72	72	144	144	144
ООО «Агропарк Урал»	59,65	59,65	59,65	59,65	59,65
ООО Индустриальный парк «Станкомаш»	-	60	60	60	60
ПАО «Ашинский металлургический завод» (ПС 110 кВ ГПП-3)	55	55	55	55	55
ПАО «ММК» (ПС 110 кВ 68)	67	67	67	67	67
ПАО «ММК» (ПС 110 кВ 11)	68	68	68	68	68
Перспективные потребители с мощностью менее 1 процента от потребления региона					
ООО «Муллит»	20	20	20	20	20
ООО «Центролит»	25	25	25	25	25
АО «Русские электрические двигатели»	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051
АО «Комбинат Магнезит» (расширение производства)	35	35	35	35	35
ООО «ИКЕА Сентерс Рус Проперти Д»	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
ПАО «ММК» (ПС 110 кВ ЛМП)	25	25	25	25	25

* Данные приняты в соответствии со Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2018-2022 годы.

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 региона. Структура электропотребления по энергорайонам, крупным городам.

Прогноз потребления электроэнергии по годам с детализацией электропотребления по отдельным частям энергосистемы (энергорайонам) представлен в таблице 55. Прогноз составлен в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2018-2024 годы.

Таблица 55

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области

Энергорайон	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч				
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
территория Челябинской области	35902	36172	36550	36705	36858
всего по энергорайонам	30967,1	31199,9	31526,0	31659,7	31791,7
в том числе:	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	3770,1	3798,5	3838,2	3854,5	3870,5
в том числе:	-	-	-	-	-
город Златоуст	808,2	814,3	822,8	826,3	829,7
город Миасс	1002,6	1010,2	1020,7	1025,0	1029,3
Ашинский энергоузел	833,6	839,8	848,6	852,2	855,8
Миасско-Чебаркульский энергоузел	1265,9	1275,4	1288,8	1294,2	1299,6
Карталинский энергорайон	1501,5	1512,8	1528,6	1535,1	1541,5
Магнитогорский энергорайон	9742,0	9815,3	9917,8	9959,9	10001,4
в том числе:	-	-	-	-	-
город Магнитогорск	9103,7	9172,1	9268,0	9307,3	9346,1
Челябинский энергорайон	13739,4	13842,7	13987,4	14046,7	14105,3
в том числе:	-	-	-	-	-
город Челябинск	11949,2	12039,1	12164,9	12216,5	12267,4
город Копейск	724,8	730,2	737,9	741,0	744,1
Металлургический энергоузел	3124,5	3148,0	3180,9	3194,4	3207,7
Сосновский энергоузел	1102,7	1111,0	1122,6	1127,4	1132,1
Узел ЧГРЭС	1059,9	1067,9	1079,0	1083,6	1088,1
Узел ЧТЭЦ-1	2282,9	2300,1	2324,1	2334,0	2343,7
Узел ЧТЭЦ-2	573,6	577,9	584,0	586,4	588,9
Узел ЧЭМК	4721,6	4757,1	4806,8	4827,2	4847,3
Северный энергорайон	2214,0	2230,6	2253,9	2263,5	2272,9
Троицкий энергорайон	164,9	166,1	167,8	168,5	169,2
Еманжелинский узел	1073,6	1081,7	1093,0	1097,6	1102,2
процентов по отношению к предыдущему году	1,4	0,8	1,0	0,4	0,4
выработка электроэнергии	29360	29513	29612	29778	29922
в том числе:	-	-	-	-	-
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	29360	29513	29612	29778	29922
ВИЭ	0	0	0	0	0
сальдо*	6542	6659	6938	6927	6936

*(-) – выдача электрической энергии, (+) – получение электрической энергии энергосистемой.

Разбивка прогнозного потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2019-2023 годы выполнена на основе фактического потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2017 год.

Прогноз изменения максимального потребления мощности энергосистемы Челябинской области с детализацией по энергорайонам представлен в таблице 56.

Таблица 56

**Прогноз максимального потребления мощности
энергосистемы Челябинской области**

Энергорайон	Потребление мощности, МВт				
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
территория Челябинской области	5196,0	5222,0	5280,0	5295,0	5313,0
процентов по отношению к предыдущему году	1,5	0,5	1,1	0,3	0,3
всего по энергорайонам	4728,0	4751,0	4801,0	4818,0	4840,0
в том числе:	-	-	-	-	-
Златоустовско-Миасский энергорайон	562,0	562,0	562,0	562,0	562,0
в том числе:	-	-	-	-	-
город Златоуст	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0
город Миасс	146,1	146,1	146,1	146,1	146,1
Ашинский энергоузел	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0
Миасско-Чебаркульский энергоузел	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Карталинский энергорайон	193,0	193,0	193,0	193,0	193,0
Магнитогорский энергорайон	1269,0	1286,0	1319,0	1323,0	1334,0
в том числе:	-	-	-	-	-
город Магнитогорск	1180,2	1196,0	1226,7	1230,4	1240,6
Челябинский энергорайон	1929,0	1936,0	1953,0	1966,0	1972,0
в том числе:	-	-	-	-	-
город Челябинск	1678,2	1684,3	1699,1	1710,4	1715,6
город Копейск	115,7	116,2	117,2	118,0	118,3
Металлургический энергоузел	352,0	352,0	352,0	352,0	352,0
Сосновский энергоузел	207,0	212,0	217,0	220,0	224,0
Узел ЧГРЭС	172,0	173,0	174,0	174,0	175,0
Узел ЧТЭЦ-1	338,0	336,0	336,0	336,0	336,0
Узел ЧТЭЦ-2	84,0	83,0	90,0	96,0	96,0
Узел ЧЭМК	539,0	539,0	539,0	539,0	539,0
Северный энергорайон	337,0	336,0	336,0	336,0	336,0
Троицкий энергорайон	138,0	138,0	138,0	138,0	143,0
Еманжелинский узел	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Установленная мощность электростанций	5928,2	5878,2	5878,2	5878,2	5878,2
в том числе:	-	-	-	-	-
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5928,2	5878,2	5878,2	5878,2	5878,2
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 2019-2023 годы был представлен выше в таблице 54.

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 57. При формировании перспективных балансов мощности энергосистемы Челябинской области потребность в производстве электроэнергии определялась с учетом сальдо-перетоков с соседними энергосистемами.

Таблица 57

Прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности, МВт				
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
установленная мощность	5928,2	5878,2	5878,2	5878,2	5878,2
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5928,2	5878,2	5878,2	5878,2	5878,2
ВИЭ	0	0	0	0	0
ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9
ВИЭ	0	0	0	0	0
располагаемая мощность (1-2)	5783,3	5733,3	5733,3	5733,3	5733,3
АЭС	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0
ТЭС	5783,3	5733,3	5733,3	5733,3	5733,3
ВИЭ	0	0	0	0	0
максимум потребления	5196,0	5222,0	5280,0	5295,0	5313,0
процент прироста по отношению к предыдущему году	0,4	1,9	0,4	0,9	0,6
дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	587,3	511,3	453,3	438,3	420,3

В результате планируемых вводов генерирующей мощности баланс мощности Челябинской энергосистемы прогнозируется избыточным в 2019-2023 годах.

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 5-летний период представлен в таблице 58.

Таблица 58

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч				
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
потребление электроэнергии на территории Челябинской области	35902	36172	36550	36705	36858
выработка электроэнергии	29360	29513	29612	29778	29922
сальдо*	6542	6659	6938	6927	6936

* (–) – выдача электрической энергии, (+) – получение электрической энергии энергосистемой.

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 59. Он сформирован на базе оценок балансов тепловой энергии по каждому источнику тепловой энергии (за исключением индивидуальных теплогенераторов).

Таблица 59

Перспективный спрос на тепловую энергию на 5-летний период, тыс. Гкал

Городские округа/ муниципальные районы	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Городские округа						
Златоустовский городской округ	2487	2477	2467	2457	2447	2438
Карабашский городской округ	169	169	168	167	167	166
Копейский городской округ	1063	1058	1054	1050	1046	1042
Локомотивный городской округ	68	67	67	67	67	66
Миасский городской округ	1927	1920	1912	1904	1897	1889
Озерский городской округ	2018	2010	2002	1994	1986	1978
Снежинский городской округ	1049	1045	1040	1036	1032	1028
Трехгорный городской округ	770	767	764	761	758	755
Троицкий городской округ	518	516	514	512	510	508
Усть-Катавский городской округ	346	344	343	341	340	339
Чебаркульский городской округ	322	320	319	318	317	315
Южноуральский городской округ	718	715	712	710	707	704
Верхнеуфалейский городской округ	545	543	540	538	536	534
Кыштымский городской округ	682	680	677	674	671	669
Магнитогорский городской округ	7525	7495	7465	7435	7405	7375
Челябинский городской округ	14009	13953	13897	13841	13786	13731
Всего городские округа	34214,6	34077,7	33941,4	33805,7	33670,4	33535,8
Муниципальные районы						
Агаповский муниципальный район	208	208	207	207	207	206
Аргаяшский муниципальный	158	157	157	157	156	156

район						
Ашинский муниципальный район	612	611	609	608	607	606
Брединский муниципальный район	72	72	72	71	71	71
Варненский муниципальный район	67	67	67	66	66	66
Верхнеуральский муниципальный район	135	134	134	134	134	133
Верхнеуфалейский муниципальный район	354	353	352	352	351	350
Еманжелинский муниципальный район	425	424	423	423	422	421
Еткульский муниципальный район	132	131	131	131	131	130
Карталинский муниципальный район	158	157	157	157	156	156
Каслинский муниципальный район	279	279	278	278	277	277
Катав-Ивановский муниципальный район	275	275	274	274	273	273
Кизильский муниципальный район	54	54	54	54	53	53
Коркинский муниципальный район	535	534	533	532	531	530
Красноармейский муниципальный район	172	171	171	171	170	170
Кунашакский муниципальный район	121	121	120	120	120	120
Кусинский муниципальный район	215	214	214	213	213	212
Кыштымский муниципальный район	808	807	805	804	802	800
Нагайбакский муниципальный район	111	111	110	110	110	110
Нязепетровский муниципальный район	94	94	93	93	93	93
Октябрьский муниципальный район	40	40	40	40	40	40
Пластовский муниципальный район	145	144	144	144	144	143
Саткинский муниципальный район	884	882	881	879	877	875
Сосновский муниципальный район	297	296	296	295	294	294
Троицкий муниципальный район	59	59	59	59	59	58
Увельский муниципальный район	254	253	253	252	252	251
Уйский муниципальный район	125	125	125	125	124	124
Чебаркульский муниципальный район	144	144	143	143	143	142

район						
Чесменский муниципальный район	78	78	78	78	78	77
Всего по муниципальным районам	7009,35	6995,33	6981,34	6967,38	6953,45	6939,54
Всего по Челябинской области	41223,9	41073,1	40922,8	40773	40623,9	40475,3

Технический потенциал электрической мощности, обеспеченный существующим потенциалом спроса на тепловую мощность, для населённых пунктов с разной градацией спроса на тепловую мощность составит 8860 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 5800 МВт(э) (в 2015 году). К 2022 году в связи с ростом спроса на тепловую мощность в существующих и новых зонах застройки технический потенциал выработки электрической мощности на тепловом потреблении увеличится почти до 6100- 6200 МВт(э).

Для поселений Челябинской области с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час технический потенциал установленной мощности ТЭЦ составит около 1607 МВт(э), для поселений с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час – около 1000 МВт(э).

Суммарный технический потенциал электрической мощности ТЭЦ по всей Челябинской области составит к 2023 году около 10 ГВт(э).

При выполнении условий оценки экономического потенциала принято, что правила рынка электрической энергии неизменны, а цена на тепловую энергию приведена к базовому уровню 2017 года в соответствии с дефлятором для соответствующих лет.

Для поселений со спросом (тепловой нагрузкой) более 1000 Гкал/час (город Челябинск и город Магнитогорск) экономический потенциал ниже технически осуществимого на 30 процентов. В значительной мере это происходит за счет высокой удельной стоимости ТЭЦ с незначительными установленными мощностями, замещающими существующие котельные.

Суммарный экономический потенциал электрической мощности ТЭЦ по всей Челябинской области составит к 2023 году около 4,6 ГВт(э) (вдвое меньший чем технический).

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 2018-2023 годы, сформированный на основе проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы, представлен в таблице 60.

Таблица 60

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Челябинской области на 2018-2023 годы, сформированный на основе проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы

Электростанция	Изменение установленной мощности, МВт					
	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Троицкая ГРЭС (ТГ-1,2,3)	-255 (3×85)*	-	-	-	-	-
Челябинская ТЭЦ-1 (ТГ-7,8)	-	-	-50 (2×25)	-	-	-
Аргаяшская ТЭЦ (ТГ4)	65	-	-	-	-	-
ТЭС АО «Михеевский ГОК» (ГПУ)	77,4	-	-	-	-	-

*Фактический срок вывода первой очереди Троицкой ГРЭС может быть скорректирован по факту реализации замещающих мероприятий по обеспечению теплоснабжения потребителей.

30. Перечень планируемых к строительству электростанций промышленных предприятий на территории Челябинской области.

В таблице 61 представлен перечень планируемых к строительству электростанций промышленных предприятий на территории Челябинской области

Таблица 61

Перечень планируемых к строительству электростанций промышленных предприятий на территории Челябинской области

Электростанция (станционный №, тип турбины)	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»						
ТГ-6	50,0	-	-	-	-	-
ПВЭС-2 ПАО «ММК»						
ТГ-2	-	50,0	-	-	-	-
ТЭЦ ЧМК						
ТГ-1	29,0	-	-	-	-	-
ТЭЦ «Комбинат Магнезит»						
ГПУ-1	-	-	12,042 (3×4,014)	-	-	-
ГПУ-2	-	-	12,042 (3×4,014)	-	-	-
ООО «Агрокомплекс Чурилово»						
ГПУ на мини-ТЭЦ	8,6	-	-	-	-	-
ЗАО «Карабашмедь»						
ГПУ-1-5	21,5 (5×4,3)	-	-	-	-	-
ТЭЦ Светлинского ГОКа АО «Южуралзолото»						
ГПУ-1-6	25,5 (6×4,3)	-	-	-	-	-

V. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Челябинской области

31. Общие положения.

Расчеты электроэнергетических режимов и анализ характерных ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области выполнялись отдельно по каждому из энергорайонов Челябинской энергосистемы.

Существующие и перспективные балансы мощности и электроэнергии по Челябинской энергосистеме и отдельно по энергорайонам до 2023 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 62.

Таблица 62

Вводы электросетевых объектов 220 кВ и выше, учтенные в расчетных моделях

Электросетевой объект	Параметры объекта	Год	Тип мероприятия	Источник информации
ПС 220 кВ Медная	2х100 МВА	2019	новый ввод	ТУ на ТП Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы
Заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная	3,148 километра + 3,229 километра			
ПС 220 кВ Берёзовская	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	2018 2019 2021	новый ввод	ТУ на ТП Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы
Заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская	2х1,0 километр	2018		
ПС 220 кВ Муллит	2х25 МВА ИРМ 33 Мвар	2019	новый ввод	ТУ на ТП Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы
Заходы ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит	2х2,5 километра			
Реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА на автотрансформаторы мощностью 501 МВА (с резервной фазой 167 МВА) и двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА (без изменения установленной мощности)	2х501 МВА (+167 МВА резервная фаза), 2х250 МВА	2022	реконструкция	проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы

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 63.

Таблица 63

Вводы электросетевых объектов 110 кВ в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение, учтенные в расчетных моделях

Объект	Заявитель	Мероприятия	Сетевая компания	Мощность	Год ввода
ПС 110 кВ 11	ПАО «ММК», Управление капитального строительства	На I этапе: 1. Строительство ПС 110 кВ 11 по схеме «ЗН-блок (линия-трансформатор) с выключателем» с установкой трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА и выключателя 110 кВ с номинальным током 2000 А. 2. Строительство КВЛ 110 кВ от опоры № А0-1 ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 до ПС 110 кВ 11 с образованием КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 с отпайкой на ПС 11 (участок ВЛ 110 кВ длиной 0,45 километра, участок КЛ 110 кВ длиной 0,4 километра). 3. Строительство ЛЭП 10 кВ от ГРУ-10 кВ Магнитогорской ЦЭС до ПС 110 кВ 11 ориентировочной протяжённостью 1,52 километров. 4. Строительство ЛЭП 6 кВ от РУ 6 кВ ПС 10 кВ 34 до ПС 110 кВ 11 ориентировочной протяжённостью 0,38 километра. На II этапе: 5. Расширение ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ 11 с приведением к схеме «5АН-мостик с выключателями в цепях трансформаторов» с установкой второго трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА, оснащённого устройством РПН, и 2 (двух) выключателей 110 кВ с номинальным током 2000 А. 6. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ МЦЭС - ПС 60 в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ 11 с образованием КВЛ 110 кВ МЦЭС - ПС 11 (протяжённость ВЛ 110 кВ 0,8 километра сечением 300 кв. миллиметров, протяжённость КЛ 110 кВ 0,4 километра сечением 1×400/120 кв. миллиметров) и КВЛ 110 кВ ПС 60 - ПС 11 (протяжённость ВЛ 110 кВ 8,45 километра сечением 300 кв. миллиметров, протяжённость КЛ 110 кВ 0,4 километра сечение 1×400/120 кв. миллиметров). На III этапе: без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию	ПАО «ММК»	На I этапе: отпайка (опора № А0-1) от ВЛ 110 кВ МЦЭС - ПС 60 с максимальной мощностью 3,04 МВт; фидер 162 ГРУ-10 кВ МЦЭС с максимальной мощностью 3,03 МВт; фидер 34-44 РУ 6 кВ ПС 110 кВ 34 с максимальной мощностью 3,03 МВт. На II этапе: КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11 с максимальной мощностью 4,55 МВт (с учётом максимальной мощности I этапа); КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 с максимальной мощностью 4,55 МВт (с учётом максимальной мощности I этапа). На III этапе: КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11 с максимальной мощностью 34 МВт (с учётом максимальной мощности II этапа); КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 с максимальной мощностью 34 МВт (с учётом максимальной мощности II этапа)	I этап: 2016-2017; II этап: 2017-2018, III этап: 2018-2028

ПС 110 кВ ЛМП	ООО «ЦЕНТРОЛИТ»	1. На ПС 220 кВ 90 в каждой из ячеек 110 кВ № 90-00, 90-01 установку 1 (одного) выключателя 110 кВ с номинальным током отключения не менее 26 кА с выносными трансформаторами тока 110 кВ с номинальным током не менее 150 А, 4 (четырёх) разъединителей 110 кВ с номинальным током не менее 400 А (параметры и тип оборудования уточнить при проектировании). 2. Строительство ПС 110 кВ ЛМП по типовой схеме «4Н - два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии» с установкой 2 (двух) трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА и 2 (двух) выключателей 110 кВ с номинальным током отключения не менее 26 кА (схему ПС 110 кВ ЛМП и параметры оборудования уточнить при проектировании). 3. Строительство ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМП I цепь ориентировочной длиной 8 километров, проводом с допустимым длительным током не менее 150 А при температуре наружного воздуха +25 градусов Цельсия (длину, тип и параметры ЛЭП уточнить при проектировании). 4. Строительство ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМП II цепь ориентировочной длиной 8 километров, проводом с допустимым длительным током не менее 150 А при температуре наружного воздуха +25 градусов Цельсия (длину, тип и параметры ЛЭП уточнить при проектировании)	ПАО «ММК»	ячейка № 90-00 ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМП I цепь ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ 90 с максимальной мощностью 12,5 МВт; ячейка № 90-01 ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМП II цепь ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ 90 с максимальной мощностью 12,5 МВт	2018
ПС 110 кВ РЭД	АО «Русские электрические двигатели»	1. Строительство одотрансформаторной ПС 110 кВ РЭД с трансформатором мощностью 25 МВА. ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ РЭД выполнить по схеме «3Н-блок (линия-трансформатор) с выключателем». 2. Строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 ЗСО-Гусеничная до ПС 110 РЭД со следующими ориентировочными параметрами: сечением провода АС-120, протяженностью 400 метров	ООО «Энерготехсервис»	11,051 МВт	2018

ПС 110 кВ Краснопольская	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	1. На ПС 500 кВ Кропачево: расширение ОРУ 110 кВ на 2 (две) линейные ячейки № 17 и № 18 с установкой в каждой из ячеек выключателя 110 кВ с номинальным током отключения не менее 25 кА (тип и параметры оборудования уточнить при проектировании). 2. Сооружение ПС 110/10 кВ Агрокомплекс: сооружение РУ 110 кВ по схеме «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 110-4Н с установкой 2 (двух) трехобмоточных трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый, оснащенных устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), и 2 (двух) выключателей 110 кВ с номинальным током отключения не менее 25 кА (тип и параметры оборудования уточнить при проектировании); сооружение РУ 10 кВ с установкой 16 (шестнадцати) выключателей 10 кВ (тип и параметры оборудования уточнить при проектировании). 3. Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь ориентировочной протяженностью 10 километров сечением провода не менее 150 кв. миллиметров (тип, длину и параметры ЛЭП уточнить при проектировании)	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	вновь сооружаемая ячейка № 17 ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Кропачево с максимальной мощностью 29,825 МВт; вновь сооружаемая ячейка № 18 ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Кропачево с максимальной мощностью 29,825 МВт	2018
ПС 110 кВ Краснопольская	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	Строительство участка ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками до отпайки на ПС 110 кВ Краснопольская ВЛ 110 кВ Шагол - Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская сечением провода не менее 240 кв. миллиметров. Строительство заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Краснопольская с отсоединение отпайки от ВЛ 110 кВ Шагол - Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская с образованием ВЛ 110 кВ Шагол - Краснопольская и ВЛ 110 кВ Краснопольская - Харлуши с отпайками	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	без увеличения макс мощности	2018

ПС 110 кВ Периклаз	АО «Комбинат Магнезит»	I этап: 1. Сооружение ПС 110 кВ Периклаз по схеме 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий» с установкой 2 (двух) трансформаторов 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый/ 2. Сооружение 2 (двух) отпаяк ЛЭП от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор в районе опоры № 39 до ПС 110 кВ Периклаз ориентировочной протяжённостью 1 километр сечением провода 150 кв. миллиметров каждая (протяжённость ЛЭП и сечение провода уточнить проектной документацией). II этап: без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	1 этап 24 МВт 2 этап 35 МВт	2019
ПС 110 кВ Вельдимановская	ООО «ИКЕА Сентерс Рус Проперти Д»	1. Строительство ПС 110 кВ Вельдимановская с установкой 2 (двух) трансформаторов по 16 МВА каждый. ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Вельдимановская выполнить по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны линий». 2. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Вельдимановская с образованием: ВЛ 110 кВ Шагол – Вельдимановская с отпайкой на ПС Краснопольскую (протяженностью 8,3 километра (со следующими параметрами захода: сечение провода АС-185, длина 2,3 километра); ВЛ 110 кВ Вельдимановская – Харлуши с отпайкой на ПС Кременкуль (протяженностью 14,7 километра (со следующими параметрами захода: сечение провода АС-185, длина 2,3 километра)	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	1 этап 2,052 МВт 2 этап 12,6 МВт	1 этап 2018, 2 этап 2019

ПС 110 кВ Станкомаш	ООО Индустриальный парк «Станкомаш»	I этап: 1. Строительство ПС 110 кВ Станкомаш. ОРУ 110 кВ выполнить по схеме № 5Н «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» с установкой 2 (двух) дополнительных выключателей 110 кВ в цепях трансформаторов (всего 5 (пять) выключателей 110 кВ с током отключения не менее 31,5 кА) и установкой 2 (двух) трансформаторов 110 кВ номинальной мощностью 63 МВА. 2. Сооружение двух заходов КЛ 110 кВ в пролете опор 110 кВ № 19-20 ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 с отпайками в РУ ПС 110 кВ Станкомаш кабелем протяжённостью 2 километра каждый с длительно допустимым током нагрузки величиной не менее 1000 А с алюминиевой жилой, с образованием: КВЛ 110 кВ Бульварная – Станкомаш, применяемое сечение 800 кв. миллиметров, КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – Станкомаш, применяемое сечение 800 кв. миллиметров. II, III этапы. Без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	на 1 этапе: в месте присоединения КЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – Станкомаш к проводам ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 с увеличением максимальной мощности на 26,9 МВт; в месте присоединения КЛ 110 кВ Бульварная – Станкомаш к проводам ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 без увеличения максимальной мощности. На 2 этапе: в месте присоединения КЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – Станкомаш к проводам ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 с увеличением максимальной мощности на 31,4 МВт (в том числе с увеличением на I этапе на 26,9 МВт); в месте присоединения КЛ 110 кВ Бульварная – Станкомаш к проводам ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 без увеличения максимальной мощности. На 3 этапе: в месте присоединения КЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – Станкомаш к проводам ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 с увеличением максимальной мощности на 60 МВт (в том числе с увеличением на I, II этапах суммарно на 31,4 МВт); в месте присоединения КЛ 110 кВ Бульварная – Станкомаш к проводам ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 без увеличения максимальной мощности	2020-2021
---------------------	-------------------------------------	---	---	---	-----------

ПС 110 кВ 68	ГОП ПАО «ММК» на I этапе (присоединение ПС 110 кВ 68 с заходом ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 II цепь без увеличения максимальной мощности): 1. Сооружение ПС 110 кВ 68: сооружение РУ 110 кВ ПС 110 кВ 68 по схеме «110-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 7 (семи) выключателей 110 кВ с номинальным током не менее 25 кА (тип и параметры оборудования уточнить при проектировании). 2. Сооружение захода ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 II цепь в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 68 с образованием ЛЭП 110 кВ ПС 90 – ПС 68 II цепь ориентировочной протяжённостью 2 километра проводом с длительно допустимым током не менее 500 А при температуре наружного воздуха +25 градусов Цельсия и ЛЭП 110 кВ ПС 65 – ПС 68 II цепь ориентировочной протяжённостью 5 километров проводом с длительно допустимым током не менее 100 А при температуре наружного воздуха +25 градусов Цельсия (тип и параметры ЛЭП 110 кВ уточнить при проектировании). На II этапе (сооружение захода ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 I цепь в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 68 без увеличения максимальной мощности): 3. Сооружение захода ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 I цепь в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 68 с образованием ЛЭП 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I цепь ориентировочной протяжённостью 2 километра, проводом с длительно допустимым током не менее 500 А при температуре наружного воздуха +25 градусов Цельсия и ЛЭП 110 кВ ПС 65 – ПС 68 I цепь ориентировочной протяжённостью 5 километров, проводом с длительно допустимым током не менее 100 А при температуре наружного воздуха +25 градусов Цельсия (тип и параметры ЛЭП 110 кВ уточнить при проектировании). 4. В РУ 110 кВ ПС 110 кВ 68 установку 2 (двух) трансформаторов мощностью 80 МВА каждый (тип и параметры оборудования уточнить при проектировании). На III этапе (с увеличением максимальной мощности на 67 МВт) 5. Сооружение РУ 6 кВ ПС 110 кВ 68 по схеме «две рабочие секционированные выключателем секции шин» с установкой 42 (сорока двух) выключателей 6 кВ с номинальным током отключения не менее 31,5 кА (тип и параметры оборудования и схему РУ 6 кВ уточнить при проектировании)	ПАО «ММК» На I этапе: ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I цепь без увеличения максимальной мощности; ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 II цепь без увеличения максимальной мощности. На II этапе: ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I цепь без увеличения максимальной мощности; ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 II цепь без увеличения максимальной мощности; ВЛ 110 кВ ПС 65 – ПС 68 I цепь без увеличения максимальной мощности; ВЛ 110 кВ ПС 65 – ПС 68 II цепь без увеличения максимальной мощности. На III этапе: ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I цепь с увеличением максимальной мощности на 33,5 МВт; ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 II цепь с увеличением максимальной мощности на 33,5 МВт; ВЛ 110 кВ ПС 65 – ПС 68 I цепь без увеличения максимальной мощности; ВЛ 110 кВ ПС 65 – ПС 68 II цепь без увеличения максимальной мощности	2018
--------------	---	---	------

ПС 110 кВ ГПП-3	ПАО «Ашинский металлургический завод»	1. Строительство ПС 110 кВ ГПП-3. Схему ОРУ выполнить по типовой схеме № 110-4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ с максимальной мощностью 40 МВА каждый. 2. Строительство ячейки № 13 в ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ АМЕТ с установкой выключателя 110 кВ с номинальным током не менее 320 А. 3. Строительство КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 № 1 от резервной ячейки № 6 110 кВ ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ АМЕТ с сечением жилы кабеля 500 кв. миллиметров, длиной – 2,610 километра. 4. Строительство КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 № 2 от ячейки № 13 110 кВ ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ АМЕТ с сечением жилы кабеля 500 кв. миллиметров, длиной – 2,740 километра	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	55 МВт	2019
Промплощадка ТМЗ	ООО «Троицкий металлургический завод»	1. Сооружение в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная 2 (двух) линейных ячеек 110 кВ: ячейка 110 кВ «Шинные аппараты 1С 110 кВ»; ячейка 110 кВ «Шинные аппараты 2С 110 кВ», с установкой 2 (двух) выключателей 110 кВ с номинальным током отключения не менее 40 кА (тип и характеристики оборудования уточнить на стадии разработки проектной документации). 2. Сооружение 2 (двух) КЛ 110 кВ от вновь сооружаемых линейных ячеек 110 кВ 1, 2С 110 кВ РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная до энергопринимающих устройств – печей РКО-15 ориентировочной длиной 0,87 километра, сечением кабеля с алюминиевой жилой не менее 185 мм² с образованием КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1С 110 кВ – РКО-15 1 цепь, и КЛ 110 кВ Шинные аппараты 2С 110 кВ – РКО-15 2 цепь (длину и характеристики оборудования уточнить на стадии разработки проектной документации)	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – дизельная I цепь с отпайкой на ПС Ново-Троицкая с максимальной мощностью 25 МВт (в том числе существующая мощность 7,5 МВт); ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – дизельная II цепь с максимальной мощностью 25 МВт (в том числе существующая мощность 7,5 МВт)	2018

ПС 110 кВ 36	ОАО «Магнитогорский цементно-огнеупорный завод»	замена 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 2 (два) трансформатора номинальной мощностью 63 МВА	ПАО «ММК»	фидер 36-80 35 кВ ПС 110 кВ 36 с максимальной мощностью 13 МВт (в том числе существующая 6 МВт); фидера 36-81 35 кВ ПС 110 кВ 36 с максимальной мощностью 13 МВт (в том числе существующая 0 МВт)	2018
ПС 110 кВ Томинский ГОК	АО «Томинский ГОК»	строительство ПС 110 кВ Томинский ГОК: ОРУ 110 кВ выполнить по схеме 110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» с установкой трансформатора 110 кВ номинальной мощностью 6,3 МВА и установкой выключателя 110 кВ с током отключения 40 кА, с номинальным током 2500 А	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	в месте присоединения отпайки ВЛ 110 кВ от отпайки на ПС Томино от ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайская 1 цепь к ПС 110 кВ Томинский ГОК – 5 МВт	2019

32. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на зимний максимум, летний максимум и летний минимум нагрузок за 2017 год.

Проведен анализ параметров наиболее тяжелых послеаварийных режимов для режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок в Карталинском, Златоустовско – Миасском, Северном, Магнитогорском и Челябинском энергорайонах энергосистемы Челябинской области для отчетного потокораспределения 2017 года. Результаты проведенного анализа представлены ниже:

1) Карталинский энергорайон.

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.

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;

2) Златоустовско – Миасский энергорайон.

В Златоустовско – Миасском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок 2016 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 Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная.

В таблице 64 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 схеме для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок 2017 года.

Таблица 64

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/Загрузка ВЛ от ДДТН/номинальных параметров, процентов		
		зима максимум	лето максимум	лето минимум
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	103	-	-

В Златоустовско – Миасском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2017 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 Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
 ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
 ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал.

В таблице 65 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах для отчетных режимов летних максимальных и минимальных нагрузок 2017 года.

Таблица 65

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/ загрузка от ДДТН/ном инальных парамет- ров, процентов	
			лето максимум	лето минимум
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	109	-
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Курорт- ная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	123	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)	ВЛ 500 кВ Уфим- ская – Кропачево	ВЛ 110 кВ Кропа- чево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)	121	100
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)	ВЛ 500 кВ Уфим- ская – Кропачево	ВЛ 110 кВ Кропа- чево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)	114	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)	ВЛ 500 кВ Уфим- ская – Кропачево	ВЛ 110 кВ Кропа- чево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)	121	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)	ВЛ 500 кВ Уфим- ская – Кропачево	ВЛ 110 кВ Кропа- чево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)	114	99

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	131	-
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	107	-
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	114	-
	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	114	-
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	100	-
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая	107	-
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	106	-

Для предотвращения выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтной схемы, эффективным мероприятием является деление сети на шунтирующих связях 110 кВ.

Ликвидация нарушения параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в нормальной схеме 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-т 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 – Кукиши-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 Бердяш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяш-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;

3) Магнитогорский энергорайон.

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.

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;

4) 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;

5) Челябинский энергорайон.

В Челябинском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок 2017 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 Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;

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

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

В таблице 66 представлены элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок.

Таблица 66

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка ВЛ от ДДТН/номинальных параметров, процентов		
		зима максимум	лето максимум	лето минимум
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	112	111	-
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	112	123	103
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	145	123	103

В Челябинском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2017 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 Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская- 2;

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;

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

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

В таблице 67 представлены элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах для отчетных режимов.

Таблица 67

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/ загрузка ВЛ от ДДТН/номи нальных параметров, процентов	
			лето максимум	лето минимум
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Гусенич- ная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	113	106
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Гусенич- ная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	118	111
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от отпайки до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Гусенич- ная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	100	-
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Гусенич- ная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	135	121
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	147	129
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	147	129

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 цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

По данным собственника оборудования допускается превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками до величины АДТН, равной 586 А при температуре окружающей среды 25 градусов Цельсия в течение 10 минут (1,2 от ДДТН).

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками выполняются оперативные мероприятия (деление сети и/или снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2).

33. 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.

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:

1) Карталинский энергорайон.

В Карталинском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2019 – 2023 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 2019 – 2023 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схемах, складывающихся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено;

2) Златоустовско-Миасский энергорайон.

В Златоустовско – Миасском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2019 – 2023 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 АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;
 ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т;
 ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;
 ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;
 ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;
 ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;
 ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
 ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;
 ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
 ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;
 ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;
 ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;
 ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;
 ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;
 ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино- т;
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т.

В таблице 68 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы.

Таблица 68

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН/номинальных параметров, процентов														
		2019 год			2020 год			2021 год			2022 год			2023 год		
		зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	105	135	138	105	134	141	105	135	140	105	136	140	104	136	140
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	106	135	139	105	135	142	105	136	141	105	137	141	105	137	141
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	114	116	-	113	118	-	114	117	-	114	117	-	115	117
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	125	144	145	125	144	148	124	145	147	125	145	147	124	145	147
ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	-	100	-	-	100	100	-	100	99	-	100	99	-	100	99
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	-	100	-	-	101	-	-	101	-	-	101	-	-	101
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	108	109	-	107	110	-	108	110	-	109	110	-	109	110
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	125	119	118	125	118	120	124	119	119	125	120	119	124	120	119
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	125	119	118	125	118	120	124	119	119	125	120	119	124	120	119
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	107	129	137	107	128	139	106	129	138	106	129	138	106	129	138
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	107	129	137	107	128	139	106	129	138	106	129	138	106	129	138
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	116	-	-	115	-	-	116	-	-	116	-	-	116	-
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	129	155	152	129	154	156	128	156	155	129	157	155	128	157	155

Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)																		
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	125	145	144	125	145	147	125	147	146	125	147	147	124	147	147		
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	130	155	152	130	155	156	129	157	155	129	157	155	129	157	155		
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	118	145	150	118	145	154	117	147	153	118	147	153	117	147	153		
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	117	150	150	117	149	153	117	150	152	117	150	152	117	150	152		
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	132	151	127	131	150	129	131	150	128	131	150	128	131	150	128		
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	100	-	-	100	-	-	100	-	-	100	-	-	100	-		
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	120	142	120	119	141	122	119	142	121	119	142	121	119	142	121		
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковская	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	113	128	126	112	127	128	112	127	127	112	128	127	111	128	127		
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	116	117	-	115	119	-	116	119	-	116	119	-	117	119		
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	123	132	139	123	131	141	122	132	140	122	132	140	122	132	140		
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	107	129	137	107	128	138	106	129	137	106	129	138	106	129	138		
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	109	105	111	109	104	113	108	105	112	109	105	112	108	105	112		
ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	128	154	162	127	153	164	127	154	163	127	154	163	126	154	163		
ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	111	120	126	110	119	128	110	119	127	110	120	127	110	120	127		
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	-	100	107	-	100	108	-	100	107	-	100	107	-	101	107		
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	120	156	160	120	156	163	120	157	161	120	157	162	120	157	162		
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	112	115	-	111	118	-	112	117	-	112	117	-	112	117		
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	105	134	135	104	133	138	104	134	137	104	134	137	104	134	137		
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	-	100	103	-	-	105	-	100	104	-	100	104	-	100	104		

В таблице 69 представлены расчетные значения перетоков в доаварийной схеме в контролируемых сечениях № 13 и № 79 (КС № 13 и КС № 79).

Таблица 69

Расчетные значения перетоков в КС № 13 и КС № 79

Сечение	Значение расчетного перетока, МВт														
	2019 год			2020 год			2021 год			2022 год			2023 год		
	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум
КС № 13	3840	4283	4185	3840	4266	4240	3821	4264	4206	3833	4279	4209	3814	4279	4209
КС № 79	3859	4177	4124	3856	4167	4152	3854	4190	4139	3877	4207	4148	3868	4207	4148

Максимально допустимый переток в рассматриваемых сечениях с учетом работы противоаварийной автоматики составляет:

в сечении КС № 13 – 4300 МВт;

в сечении КС № 79 – 4500 МВт.

Таким образом, превышений фактических значений перетоков над максимально допустимыми (с учетом работы противоаварийной автоматики) не зафиксировано.

Ликвидация нарушения параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в нормальной схеме 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:

АДПС 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-т 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 Бердяш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяш-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.

В Златоустовско – Миасском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок на этапах 2019 – 2023 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 АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;
- ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
- ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т;
- ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т;
- ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;
- ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная;
- ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т;
- ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;
- ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;
- ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
- ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань III цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань IV цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;
- ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
- ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;
- ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
- ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;
- ВЛ 110 кВ Непряхино – Ильменская;
- ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т;
- ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т;
- ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайкой на ПС Огнеупор;
- ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайкой на ПС Огнеупор;
- ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая;
- ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
- ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;
- ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;
- ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;
- ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;
- ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;
- ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;
- ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;

ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т;
ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т;
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т;
ВЛ 110 кВ Яхино-т – Кропачево.

В таблице 70 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем.

Таблица 70

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый Элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН/номинальных параметров, процентов									
			2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
			лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками	210	216	209	221	211	219	212	220	212	220
ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками	211	217	210	222	212	220	213	220	213	220
ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	191	195	190	198	191	197	192	197	192	197
ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	220	222	219	226	220	224	221	224	221	224
ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т	133	131	132	133	133	132	133	132	134	132
ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т	133	132	132	134	133	133	133	133	133	133
ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная	ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	165	168	164	171	165	170	166	170	166	170
ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	189	190	188	193	189	192	190	192	190	192
ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т	ВЛ 500 кВ Привловская –	ВЛ 110 кВ Боровая –	127	127	126	129	127	128	127	128	127	128

с отпайкой на ПС Тундуш-т	Златоуст	Н.Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т											
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	158	157	157	160	158	158	158	158	158	158	158
ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	158	157	157	160	158	158	158	158	158	158	158
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	189	200	187	202	188	201	189	201	189	201	201
ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	189	200	187	202	188	201	189	201	189	201	201
ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	174	146	173	147	174	146	174	147	174	147	147
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)	266	264	266	271	268	269	269	269	269	269	269
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)	249	248	249	254	251	252	252	253	252	253	253
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)	266	262	266	268	269	266	270	267	270	267	267
ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками (участок ВЛ от ПС 500 кВ	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками (участок ВЛ от	249	253	249	259	251	257	252	258	252	258	258

Кропачево до отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т)		отпайки на ПС 110 кВ Ерал-т до ПС 110 кВ Симская-т)											
ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань III цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	109	110	109	112	109	111	110	111	110	111	
ВЛ 110 кВ Кропачево – Юрюзань IV цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	106	107	105	109	106	108	106	108	106	108	
ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	203	204	202	208	202	206	203	206	203	206	
ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	194	163	193	165	194	163	194	164	194	164	
ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	159	132	158	134	158	133	159	133	159	133	
ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	182	162	181	164	181	163	181	163	181	163	
ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	179	180	177	182	178	181	179	181	179	181	
ВЛ 110 кВ Непряхино – Ильменская	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	102	-	101	-	101	-	102	-	102	-	
ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т	141	136	140	138	141	137	141	137	141	137	
ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т	128	130	128	132	128	131	129	131	129	131	
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками	109	113	100	115	109	114	110	114	110	114	
ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками	109	113	100	115	109	114	110	114	110	114	
ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая	ВЛ 500 кВ Привловская – Златоуст	ВЛ 110 кВ Боровая – Н.Златоуст с отпайкой на ПС	120	116	120	117	120	117	121	117	121	117	

		Гундуш-т											
ВЛ 110 кВ Сатка – Западная	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная	202	205	201	208	202	207	203	207	203	207	
ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургоряк-т с отпайкой на ПС Тальковская	184	192	183	194	183	193	184	193	184	193	
ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь	188	200	187	202	188	201	189	201	189	201	
ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	151	161	150	163	151	161	152	162	152	162	
ВЛ 110 кВ Тургоряк – Горная	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Миасс – Тургоряк-т с отпайкой на ПС Тальковская	214	223	213	225	213	224	214	224	214	224	
ВЛ 110 кВ Тургоряк-т – Хребет-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Таганай – Горная	171	181	170	184	171	182	171	182	171	182	
ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Тургоряк – Горная	145	154	144	156	145	155	145	154	145	155	
ВЛ 110 кВ Чебаркуль – Непряхино	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная	105	-	105	-	105	-	106	-	106	-	
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха	222	227	221	231	223	229	223	229	223	229	
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	157	162	156	165	157	163	157	163	157	163	
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	182	185	181	188	182	186	182	186	182	186	
ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	140	144	139	147	139	145	140	145	140	145	
ВЛ 110 кВ Яхино-т – Кропачево	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	-	101	-	103	-	102	-	102	-	102	

В таблице 71 представлены расчетные значения перетоков в доаварийной схеме в контролируемых сечениях № 13 и № 79 (КС № 13 и КС № 79).

Таблица 71

Расчетные значения перетоков в КС № 13 и КС № 79

Сечение	Значение расчетного перетока, МВт														
	2019 год			2020 год			2021 год			2022 год			2023 год		
	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум
КС № 13	3840	4283	4185	3840	4266	4240	3821	4264	4206	3833	4279	4209	3814	4279	4209
КС № 79	3859	4177	4124	3856	4167	4152	3854	4190	4139	3877	4207	4148	3868	4207	4148

Максимально допустимый переток в рассматриваемых сечениях с учетом работы противоаварийной автоматики, составляет:

в сечении КС № 13 – 4300 МВт;

в сечении КС № 79 – 4500 МВт.

Таким образом, превышений фактических значений перетоков над максимально допустимыми (с учетом работы противоаварийной автоматики) не зафиксировано.

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-т 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);

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 – 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 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, 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;

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), установленного 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;

3) Магнитогорский энергорайон.

В Магнитогорском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2019 – 2023 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 2019 – 2023 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 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь.

В таблице 72 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем.

Таблица 72

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка от ДДТН/номинальных параметров, процентов									
			2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
			лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум	лето максимум	лето минимум
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	149	133	150	137	152	137	152	137	152	137
ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь	ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	150	133	150	137	152	138	152	137	152	137
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь	106	-	104	-	104	-	103	-	104	-
ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь	ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77	ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь	106	-	104	-	104	-	103	-	104	-

В таблице 73 представлены расчетные значения перетоков в доаварийной схеме в контролируемых сечениях № 13 и № 79 (КС № 13 и КС № 79).

Таблица 73

Расчетные значения перетоков в КС № 13 и КС № 79

Сечение	Значение расчетного перетока, МВт														
	2019 год			2020 год			2021 год			2022 год			2023 год		
	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум
КС № 13	3840	4283	4185	3840	4266	4240	3821	4264	4206	3833	4279	4209	3814	4279	4209
КС № 79	3859	4177	4124	3856	4167	4152	3854	4190	4139	3877	4207	4148	3868	4207	4148

Максимально допустимый переток в рассматриваемых сечениях с учетом работы противоаварийной автоматики составляет:

в сечении КС № 13 – 4300 МВт;

в сечении КС № 79 – 4500 МВт.

Таким образом, превышений фактических значений перетоков над максимально допустимыми (с учетом работы противоаварийной автоматики) не зафиксировано.

Для предотвращения выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, необходимость ввода ГАО отсутствует. 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 в полукольце МЦЭС 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;

ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 с отпайкой на ПС 11;

ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками;

на ПС 220 кВ Иремелъ выполняется отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Иремелъ – Уйская;

с последующим отключением перегружаемой ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Смеловская I(II) цепь.

При отключенном АТГ1 выполняется разгрузка энергорайона с действием на САОН.

Исключение схемно-режимных ситуаций, приводящих к выходу параметров режима из области допустимых значений, возникающих в

послеаварийных схемах, также осуществляется действием существующей АОПО на ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I(II) цепь на отключение с запретом АПВ выключателя перегружаемой ВЛ;

4) Северный энергорайон.

В Северном энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2019 – 2023 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 2019 – 2023 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схемах, складывающихся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено;

5) Челябинский энергорайон.

В Челябинском энергорайоне в режимах зимних максимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2019 – 2023 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 Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская- 2;

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;

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

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

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;

КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками;

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

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

В таблице 74 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы.

Таблица 74

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в нормальной схеме

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка ВЛ от ДДТН/номинальных параметров, процентов																	
		2019 год			2020 год			2021 год			2022 год			2023 год					
		зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум	зима максимум	лето максимум	лето минимум			
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	101	102	-	109	107	103	107	105	101	105	103	99	104	103	99			
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	109	108	103	117	113	108	115	111	106	113	109	105	112	109	105			
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	128	130	116	137	135	121	135	133	119	132	131	117	132	131	117			
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	2СП 110 ЧТЭЦЗ	-	107	120	-	106	120	-	106	119	-	106	119	-	106	119			
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	-	100	115	-	99	114	-	-	114	-	-	113	-	-	113			
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ	ВЛ 110 кВ	-	108	-	-	109	100	99	110	100	100	111	101	100	111	101			

ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	Новометаллургическая – Плавильная с отпайками															
КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками	КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь с отпайками	-	103	-	100	104	-	101	106	-	102	106	-	102	106	-
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	127	143	125	136	149	131	134	147	129	132	145	127	132	145	127
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	164	143	125	176	149	131	173	147	129	170	145	127	170	145	127

В Челябинском энергорайоне в режимах летних максимальных и летних минимальных нагрузок на этапах 2019 – 2023 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 Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская- 2;

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО;

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

ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная;

ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь;

ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь;

КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками;

КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь с отпайками;

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

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

КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь;

КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол II цепь;

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

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

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь;

КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская II(I) цепь с отпайками;

КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками;

КВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская.

В таблице 75 представлены элементы с указанием их максимальной загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем.

Таблица 75

Элементы с указанием их загрузки в процентах от ДДТН/номинальных параметров, по которым выявлено наличие выхода параметров режима из области допустимых значений в ремонтных схемах

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент	Сезон/загрузка ВЛ от ДДТН/номинальных параметров, процентов									
			2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
			летний максимум	летний минимум	летний максимум	летний минимум	летний максимум	летний минимум	летний максимум	летний минимум	летний максимум	летний минимум
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	130	126	133	130	131	128	128	125	128	125
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	135	131	139	135	137	133	134	131	134	131
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками (участок от отпайки до ПС 110 кВ Гусеничная)	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)	114	117	117	120	114	118	112	116	112	116
ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II	ВЛ 110 кВ Транзитная –	ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I	152	141	157	145	154	143	152	141	152	141

цепь с отпайками (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки)	Челябинская ТЭЦ-2	цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2 (участок от ПС 110 кВ ЧТЗ до отпайки на ПС 110 кВ Тракторозаводская-2)											
ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная с отпайкой	ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	102	114	104	118	102	116	99	114	99	114	
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО	ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	-	110	-	113	-	111	-	109	-	109	
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная с отпайкой	-	101	-	104	-	102	-	100	-	100	
ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная с отпайкой	-	103	-	106	-	104	-	102	-	102	
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь	-	-	101	-	103	-	105	-	105	-	
ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь	-	-	101	-	103	-	105	-	105	-	
КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками	ВЛ 110 кВ СЗК - Челябинская ГРЭС с отпайкой на ПС Цинковая	КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь с отпайками	127	103	129	105	131	106	132	107	132	107	
КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь с отпайками	ВЛ 110 кВ СЗК - Челябинская ГРЭС с отпайкой на ПС Цинковая	КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками	122	102	124	104	125	105	126	106	126	106	
КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол II цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	135	119	135	120	137	121	137	121	137	121	
КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол II цепь	КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь	ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	134	117	134	119	135	119	136	120	136	120	
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	166	150	170	154	168	152	165	150	165	150	
ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь	ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2	ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь	166	150	170	154	168	152	165	150	165	150	
ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	111	124	111	124	110	123	110	123	110	123	

ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	111	124	110	123	110	123	110	123	110	123
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	130	124	131	125	132	126	133	127	133	127
ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от ПС 220 кВ Новометаллургическая до отпайки на ПС 110 кВ Першино)	ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками	102	-	103	-	104	-	105	-	105	-
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	116	119	117	120	117	120	117	120	117	120
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	132	140	132	140	132	140	132	140	132	140
ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь	ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь	ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (участок ВЛ от отпайки на ПС 110 кВ Першино до ТЭЦ ЧМК)	132	140	132	140	132	140	132	140	132	140
КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская II(I) цепь с отпайками	Аварийное отключение КВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская при ремонте КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками	Аварийное отключение КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская I(II) цепь с отпайками	150	-	155	-	159	-	162	-	162	-
КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками	Аварийное отключение КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская I(II) цепь с отпайками при ремонте КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская II(I) цепь с	Аварийное отключение КВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская	125	-	130	-	133	-	136	-	136	-

	отпайками												
КВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская	Аварийное отключение КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская I(II) цепь с отпайками при ремонте КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская II(I) цепь с отпайками	Аварийное отключение КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками	127	-	132	-	135	-	138	-	138	-	

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.

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, ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т, ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

По данным собственника оборудования, допускается превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками до величины АДТН, равной 586 А при температуре окружающей среды 25 градусов Цельсия в течение 10 минут (1,2 от ДДТН).

По данным собственника оборудования, превышение ДДТН ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т, ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная не допускается.

Для ликвидации 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, ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО, ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т, ВЛ 110 кВ Чурилово-т – Гусеничная выполняются оперативные мероприятия (деление сети и/или снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2).

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь с отпайками осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь, установленным на Челябинской ГРЭС. Действие АОПО направлено:

- на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ГРЭС;
- на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ГРЭС;
- на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Шагол – Челябинская ГРЭС IV цепь с отпайками.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ

Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками, установленным на Челябинской ГРЭС. Действие АОПО направлено:

на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ГРЭС;

на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ГРЭС;

на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Челябинская ГРЭС – Аэродромная с отпайками.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол II цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол II цепь, установленными на Челябинской ГРЭС.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – 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 ГРЭС – Шагол I цепь.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – 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 ГРЭС – Шагол II цепь.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь осуществляется существующими устройствами АРЛ на ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь, установленными на ПС 220 кВ Конверторная. Действие АРЛ направлено:

на отключение ТГ-1 Челябинской ТЭЦ-3;

на отключение с запретом АПВ выключателя перегружаемой ВЛ.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками осуществляется существующим устройством АРЛ на ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками, установленными на ТЭЦ ЧМК. Действие АРЛ направлено на отключение с запретом АПВ выключателя перегружаемой ВЛ.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками осуществляется существующим устройством АРЛ на ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками, установленными на ПС 110 кВ Плавильная. Действие АРЛ направлено на отключение с запретом АПВ выключателя перегружаемой ВЛ.

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.

По данным собственника оборудования, допускается превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь, ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь до величины АДТН, равной 582 А при температуре окружающей среды 25 градусов Цельсия в течение 20 минут (1,3 от ДДТН).

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 (деление сети и/или снижение генерации ТЭЦ ЧМК).

В схемно-режимных ситуациях, приводящих к выходу параметров режима из области допустимых значений, возникающих в послеаварийных схемах сети (аварийное отключение КВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская при ремонте КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками) для следующего нормативного возмущения (аварийное отключение КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская II (I) цепь) нарушение предела коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности (8 процентов) и запаса по напряжению

(10 процентов) не происходит, при этом токовая загрузка КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская I (II) с отпайками превышает ДДТН.

В целях исключения обесточения (погашения) энергорайона в полном объеме необходимо обеспечить АОПО на ПС 220 кВ Исаково по КВЛ 110 кВ Исаково – Сосновская I, II цепь с отпайками действием на отключение нагрузки в Сосновском узле по каналам УПАСК.

В целях исключения обесточения (погашения) энергорайона в полном объеме необходимо обеспечить АОПО КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками на ПС 500 кВ Шагол действием на отключение нагрузки в Сосновском узле по каналам УПАСК.

В целях исключения обесточения (погашения) энергорайона в полном объеме необходимо обеспечить АОПО на ПС 500 кВ Шагол по КВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская действием на отключение нагрузки в Сосновском узле по каналам УПАСК.

До ввода каналов УПАСК и обеспечения действия АОПО на отключение нагрузки в Сосновском узле рекомендуется в ремонтных схемах производить превентивное деление сети на ПС 110 кВ Сосновского узла. В противном случае возможно полное обесточение района при работе АОПО с действием на отключение перегружаемой ВЛ 110 кВ в рассматриваемых ситуациях.

34. 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 Челябинской энергосистемы. Оценка токов короткого замыкания 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 новых генерирующих мощностей и рост потребления в энергосистеме.

Расчеты токов короткого замыкания проводились с целью выявить возможное превышение токами короткого замыкания отключающей способности выключателей электростанций и подстанций.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово токи трехфазного короткого замыкания КЗ (18,8 кА) превышают существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 18,4 кА. Требуется замена

двух выключателей на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово - не менее 25 кА.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ КПД токи трехфазного короткого замыкания КЗ на этапе 2022 года (30,9 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 применено размыкание ШСВ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ Чурилово-т – выявлено превышение суммарным током трёхфазного КЗ (20,7 кА) отключающей способности выключателей (18,4 кА и 20 кА). Дополнительно был проведен анализ токов короткого замыкания для основных ремонтных схем ПС 110 кВ Чурилово-т. Наиболее тяжелым по величине токов короткого замыкания является режим с включением ремонтной перемычки 110 кВ на ПС 110 кВ Чурилово-т: при КЗ на 1С или 2С 110 кВ максимальный расчетный ТКЗ 20,7 кА может протекать через любой из трех выключателей 110 кВ.

В настоящее время 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.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ СЗК выявлено превышение суммарным током трёхфазного КЗ (30,3 кА) отключающей способности выключателей (25 кА). Проведён дополнительный анализ действительных значений токов КЗ по присоединениям 110 кВ (токов «подпитки») РУ подстанции, выполненной по схеме «мостик с отделителями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий».

Анализ не выявил превышения отключающей способности секционного выключателя 110 кВ ПС СЗК. Замена выключателей (с учетом токов «подпитки») на ПС 110 кВ СЗК не требуется.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ Южноуральская выявлено превышение суммарным током трёхфазного КЗ (22,52 кА) отключающей способности выключателя (СВ 110 кВ $I_{ном\ откл}=20$ кА). Целесообразна замена одного выключателя (СВ 110 кВ) на ПС 110 кВ Южноуральская - не менее 25 кА.

В настоящее время для исключения несоответствия отключающей способности на ПС 110 кВ Южноуральская СВ 110 кВ току короткого замыкания не допускается опробование ВЛ 110 кВ Южноуральская – Казачья со стороны ПС 110 кВ Южноуральская.

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) – не менее 25 кА.

VI. Развитие электросетевых объектов

35. 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 2019 – 2023 годы (вариант б, в соответствии с техническим заданием к СиПРЭ Челябинской области, по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области) расчеты электроэнергетических режимов не требуются.

36. 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 2019-2023 годы не требуется.

ПС 110/6 кВ Станкозаводская.

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Станкозаводская составляет 1х6,3 МВА (Т-1) и 1х10 МВА (Т-2). При этом загрузка ПС 110 кВ Станкозаводская по данным зимнего максимума нагрузок 2017 года составила 40 А (7,81 МВА (из которых 7,61 МВт).

При аварийном отключении трансформатора Т-2 110 кВ ПС 110 кВ Станкозаводская загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 110 кВ ПС 110 кВ Станкозаводская превысит ДДТН и составит 133 процента (номинальный ток – 30 А).

Реконструкция подстанции с увеличением трансформаторной мощности (замена трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на 1х10 МВА) позволит исключить недопустимые токовые перегрузки трансформаторного оборудования.

Для окончательного выбора мероприятия по ликвидации токовой перегрузки трансформаторного оборудования в рамках отдельного проектирования должны быть рассмотрены альтернативные мероприятия, в том числе по сооружению ЛЭП 6-10 кВ для переноса нагрузки на другие центры питания 110 кВ.

Златоустовско-Миасский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Златоустовско-Миасского энергорайона на период 2019-2023 годы не требуется.

Магнитогорский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Магнитогорского энергорайона на период 2019-2023 годы не требуется.

ПС 110/10 кВ Верхнеуральская.

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Верхнеуральская составляет 16+10 МВА. Загрузка ПС 110 кВ Верхнеуральская по данным зимнего максимума нагрузок 2017 года составила 91 А (18,06 МВА (из которых 14,45 МВт)).

При аварийном отключении трансформатора Т-1 110 кВ ПС 110 кВ Верхнеуральская загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 110 кВ ПС 110 кВ Верхнеуральская превышает ДДТН и составляет 182 процента номинальной загрузки (номинальный ток – 50 А).

Анализ схемы прилегающей электрической сети показал, что ПС 110 кВ Верхнеуральская является проходной и имеет связи по электрической сети 110 кВ. Данные по возможности перевода нагрузки ПС 110 кВ Верхнеуральская по сети 10 кВ отсутствуют.

Реконструкция подстанции с увеличением трансформаторной мощности (замена трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на 1х16 МВА) позволит исключить недопустимые токовые перегрузки трансформаторного оборудования.

Для окончательного выбора мероприятия по ликвидации токовой перегрузки трансформаторного оборудования в рамках отдельного проектирования должны быть рассмотрены альтернативные мероприятия, в том числе по сооружению ЛЭП 6-10-35 кВ для переноса нагрузки на другие центры питания 110 кВ.

Северный энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Северного энергорайона на период 2019-2023 годы не требуется.

ПС 110/35/10 кВ Есаулка.

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Есаулка составляет 2х10 МВА. При этом загрузка ПС 110 кВ Есаулка по данным зимнего максимума нагрузок 2017 года составила 91 А (15,7 МВА (из которых 13,66 МВт)).

При аварийном отключении трансформатора Т-1 (2) 110 кВ ПС 110 кВ Есаулка загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (1) 110 кВ

ПС 110 кВ Есаулка превысит ДДТН и составит 182 процента (номинальный ток – 50 А).

На ОРУ 110 кВ ПС Есаулка установлены открытые плавкие вставки со стреляющими пиропатронами (быстродействующие короткозамыкатели БДКЗ 110 кВ), имеющие много эксплуатационных недостатков: отказы в срабатывании пиропроводов. Создание искусственного короткого замыкания, приводящего к дополнительной нагрузке на смежную сеть, может привести к повреждению оборудования.

Реконструкция подстанции с увеличением трансформаторной мощности (2х10 МВА на 2х25 МВА) позволит исключить недопустимые токовые перегрузки трансформаторного оборудования. Установка двух трансформаторов номинальной мощностью по 16 МВА каждый нецелесообразна, поскольку номинальный ток таких трансформаторов 80 А, а фактическая загрузка ПС 110 кВ Есаулка по данным зимнего максимума нагрузок 2017 года составила 91 А.

Для окончательного выбора мероприятия по ликвидации токовой перегрузки трансформаторного оборудования в рамках отдельного проектирования должны быть рассмотрены альтернативные мероприятия, в том числе по сооружению ЛЭП 6-10 кВ для переноса нагрузки на другие центры питания 110 кВ.

Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2х10 МВА на 2х25 МВА) рассматривается как один из пилотных проектов создания «цифровых сетей» на территории Челябинской области (в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» от 22.03.2018 № ЧЭ/01/21/1687).

Челябинский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Челябинского энергорайона на период 2019-2023 годы не требуется.

ПС 35/6 кВ Центральная.

Установленная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ Центральная составляет 2х10 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС 35 кВ по данным зимнего максимума нагрузок 2017 года составила 220 А (14,16 МВА (из которых 13,9 МВт активной мощности)).

При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Центральная токовая нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает ДДТН и составляет 140 процентов (номинальный ток – 157 А). Для исключения рисков повреждения трансформаторного оборудования в результате недопустимых перегрузок в период прохождения максимума ПС 35 кВ Центральная из работы выводится АВР.

Установка УКРМ является неэффективным мероприятием, поскольку загрузка одного оставшегося в работе трансформатора превышает ДДТН и составляет 139 процентов от $I_{ном}$ при полной компенсации реактивной мощности.

Ближайшие источники питания к ПС 35 кВ Центральная следующие:

ПС 110 кВ Восточная. Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная составляет 2х40 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС 110 кВ по данным зимнего максимума нагрузок 2017 года составила 230 А (47,53 МВА (из которых активная мощность 46,4 МВт)).

ПС 110 кВ Западная. Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Западная составляет 2х31,5 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС 110 кВ по данным зимнего максимума нагрузок 2017 года составила 145 А (27,6 МВА (из которых активная мощность 26,9 МВт)). На ПС 110 кВ Западная установлены силовые трансформаторы с обмотками 110/35/6 кВ, при этом сеть 35 кВ на ПС отсутствует, а ограничение по обмотке низшего напряжения составляет 28 МВА.

ПС 110 кВ Южная. Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Южная составляет: Т1 110/6 кВ – 25/40 МВА, Т2 110/6 кВ – 25 МВА, Т3 110/10 кВ – 16 МВА, Т4 110/10 кВ – 16 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС 110 кВ по данным зимнего максимума нагрузок 2017 года составила 198 А (36,7 МВА (из которых активная мощность 35,1 МВт)).

Для ликвидации перегрузок трансформаторного оборудования ПС 110 кВ центральной части г. Челябинск в качестве мероприятия может быть рассмотрен перевод ПС 35 кВ Центральная на напряжение 110 кВ с заменой силовых трансформаторов (на 2х16 МВА).

Данное мероприятие (перевод на ПС 35 кВ Центральная на напряжение 110 кВ) включает в себя следующие 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;

демонтаж РУ 35 кВ (два блока с ПП и неавтоматической перемычкой на стороне ЛЭП) и силовых трансформаторов (2х10 МВА) на ПС Центральная;

прокладка двух КЛ 110 кВ (по существующей трассе КЛ 35 кВ Восточная – Центральная-1,2) длиной 1,4 километра каждая, марки АПвПнг(А)2г-3х1х185/150 каждая;

демонтаж РУ 35 кВ на ПС 110 кВ Восточная (существующая схема № 9 – 7 ячеек 35 кВ);

установка нового РУ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная по схеме одна секционированная система шин (схема № 9) с установкой 5 ячеек 110 кВ (2 линейные ячейки, СВ-110 нормально разомкнут, 2 В-110 на ПС Центральная).

При демонтаже РУ 35 кВ ПС 110 кВ Восточная необходимо в рамках отдельного проектирования разработать мероприятия по:

переводу питания нагрузки ПС 35 кВ Строммашина на напряжение 6 кВ с организацией на площадке ПС 35 кВ Строммашина РП 6 кВ;

разработке мероприятий по использованию КЛ 35 кВ, питающих ПС 35 кВ Строммашина, и организации дополнительных ячеек 6 кВ на РУ 6 кВ ПС 110 кВ Восточная.

Альтернативным мероприятием является реконструкция ПС 35 кВ Центральная с заменой трансформаторов на более мощные (2х16 МВА) и ПС 110 кВ Восточная (2х63 МВА). Вместе с тем данное мероприятие не обеспечивает снижение загрузки смежных ПС 110 кВ и является неэффективным, с учетом того, что реконструкция ПС 110 кВ Восточная с увеличением трансформаторной мощности до 2х63 МВА (по данным собственника) не представляется возможной ввиду отсутствия возможности расширения фундамента ПС 110 кВ Восточная, расположенной в центре города Челябинска.

Для окончательного выбора мероприятия по ликвидации токовой перегрузки трансформаторного оборудования в рамках отдельного проектирования должны быть рассмотрены альтернативные мероприятия, в том числе по сооружению ЛЭП 6-10 кВ для переноса нагрузки на другие центры питания 110 кВ.

ПС 35 кВ Центральная в рамках титула «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, г. Челябинск» рассматривается как один из пилотных проектов создания «цифровых сетей» на территории Челябинской области (в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» от 22.03.2018 № ЧЭ/01/21/1687).

На основании прогноза в (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 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к

услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и 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», с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и прочего для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

В данном разделе, при отсутствии актуализированных данных, использовалась информация, представленная в СиПРЭ на 2018-2022 годы.

Агломерат город Челябинск и прилегающая территория интенсивного развития.

Площадь Челябинского городского округа составляет 500,98 кв. километра. Численность населения составляет 1 198,858 тыс. человек. Город основан в 1736 году.

В соответствии с письмом Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 23 января 2017 года № 55-17 в 2020 году планируется проведение саммитов ШОС и БРИКС в городе Челябинск. Основными объектами, планируемыми к реконструкции и строительству, в рамках подготовки к саммитам, являются: аэропорт города Челябинск, конгресс-холл и ряд гостиниц.

Существующая разрешенная максимальная мощность АО «Челябинского авиапредприятия» по трем источникам электроснабжения составляет 4,15 МВт.

Для строительства нового Международного аэропорта «Баландино-Челябинск (СЕК)» необходима дополнительная мощность 4,4 МВт. Для реконструкции аэропортового комплекса «Баландино» необходима дополнительная мощность 1,1 МВт. Суммарная необходимая электрическая мощность составляет 5,5 МВт.

Итоговая суммарная необходимая электрическая мощность с учетом дополнительных мощностей после завершения строительства для аэропортового комплекса «Баландино-Челябинск (СЕК)» составляет 9,65 МВт.

В настоящий момент выданы технические условия на технологическое присоединение новой нагрузки аэропортового комплекса «Баландино-Челябинск (СЕК)» к существующим сетям ПАО «ЧМК» посредством сооружения электрических сетей напряжением 6-10 кВ от существующих сетей ПАО «ЧМК».

Информация о планируемых к сооружению объектах в городе Челябинск (конгресс-холл и гостиницы) представлена в таблице 76.

Таблица 76

Перечень планируемых к сооружению объектов в городе Челябинск

№	Наименование объекта	Заявитель	Присоединяемая мощность, МВт	Наличие ТУ на ТП
1.	Гостиница (апартаменты)	ООО «Техно-Комплюс»	0,16456	нет
2.	Офисно-гостиничный комплекс	ООО «Капитал»	0,5	нет
3.	Офисно-гостиничный комплекс	ООО «Урал- Бизнес-Строй»	1,1	нет
4.	Общественное здание с объектами инфраструктуры и гостиницей	ООО СК «Магистр»	0,6177	нет
5.	Гостиница (комплекс апартаментов)	ООО ПКФ «Символ»	0,45	нет
6.	Гостиница	ИП Карелин А.Ю.	0,222	нет
7.	Гостиница	ИП Карелин А.Ю.	введен	нет
8.	Гостиница (апартаменты)	ООО «Южно-уральский правовой центр»	1,1	нет
9.	Апарт-отель «Пушкин»	ООО СК «Магистр»	0,2354	нет
10.	Гостиница	ООО «Стройсвязьурал-1»	0,5	ТУ на ТП выданы
11.	Апартаменты гостиничного типа	ООО «Росстрой»	0,46	ТУ на ТП выданы
12.	Гостиница (комплекс апартаментов)	ООО «Овен-БЛ»	0,4	нет
13.	Гостиница	ООО «Термополис»	0,6	нет
14.	Апарт-отель	ОАО СК «Челябинскгражданстрой»	0,5	нет
15.	Комплекс апартаментов (гостиница)	ООО «Жилстрой № 9»	0,5484	нет
16.	Комплекс апартаментов (гостиница квартирного типа)	ООО «Каскад»	0,4	нет
17.	Гостиничный комплекс	ООО «Росстрой»	0,76559	нет
18.	Апарт-отель	ООО СК «Феникс-Гран»	0,66	ТУ на ТП выданы
19.	Административно-деловой, культурно-зрелищный центр (4-50 этажей) с гостиницей и автопарковкой	-	8,1	нет
20.	Административно-деловой, культурно-зрелищный центр (2-25 этажей) с автопарковкой	-	1,3	нет

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.

В соответствии с письмом управления жилищно-коммунального хозяйства Администрации города Челябинска от 21 февраля 2017 года № 830-УЖКХ планируемое развитие агломерата города Челябинск и прилегающей территории включает в себя:

1) по информации ОАО «Челябинская электросетевая компания» и ООО «ТЭСиС», планируемое жилищное строительство в городе Челябинске и на прилегающей территории (с разбивкой по районам) - представлено в таблице 77;

2) по информации филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» подключаемая нагрузка в городе Челябинск - представлена в таблице 78.

Таблица 77

Перечень планируемых к сооружению объектов жилищного строительства в городе Челябинске и на прилегающей территории по информации ОАО «Челябинская электросетевая компания» и ООО «ТЭСиС»

Наименование объекта	Ориентир	Наличие ТУ на ТП	Присоединяемая мощность, МВт
Ленинский район			
новые многоквартирные жилые дома	в границах улиц Новороссийская-Цимлянская-Низинная-Чистопольская	нет	5
новые многоквартирные жилые дома	в границах улиц Новороссийская-Ереванская-Безрукова	нет	4,5
Советский район			
новые многоквартирные жилые дома	улица Односторонняя (поселок Новосинеглазово)	нет	0,5
н/д	поселок Полевой (поселок Новосинеглазово)	нет	1
жилой комплекс «Ярославский»	-	нет	3,6
жилой комплекс	Военный городок № 18 (поселок АМЗ)	нет	1,5
Центральный район			
нарезка новых земельных участков	мкр № 35	нет	1
Тракторозаводский район			
н/д	поселок Развязка	нет	0,5

Красноармейский район			
развитие жилой застройки Солнечный берег	деревня Чурилово	нет	7
Сосновский район			
нарезка новых земельных участков	поселок Терема, поселок Саргазы	нет	3,5
Курчатовский район			
новые многоквартирные жилые дома	в границах улицы Бейвеля и Комсомольского проспекта	нет	5
Калининский район			
новый многоквартирный жилой дом и гостиничный комплекс	(мкр № 27) в границах улиц 40-летия Победы – 250-летия Челябинска – проспекта Победы	нет	2,5
Металлургический район			
КТПБ ООО «Основа»	улица Электростальская, 20	ТУ на ТП выданы	0,674
гостиничный комплекс	пересечение улицы 50-летия ВЛКСМ и улица Черкасская	нет	0,3
жилые дома	улица Мира, 63 шоссе Metallургов, 6 шоссе Metallургов, 8 шоссе Metallургов, 10 улица Краснооктябрьская, 6-8 переулок Прокатный 1-й, 2-4 улица Дегтярева, 78 переулок Прокатный 1-й, 6-8 улица Жукова, 40 улица Доменная, 35	ТУ на ТП выданы	2,488

Таблица 78

Перечень подключаемой нагрузки в городе Челябинск по информации филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»

Наименование объекта	Присоединяемая мощность, МВт	Наличие ТУ на ТП
различные объекты жилищной застройки и торгово-развлекательные комплексы	74,5	нет

Определение возможности присоединения новой нагрузки, по информации ОАО «Челябинская электросетевая компания», ООО «ТЭСиС» и филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго», в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров, должно выполняться в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Южная часть Магнитогорского городского округа.

Площадь составляет 392,66 кв. километра. Численность населения составляет 418,241 тыс. человек. Город основан в 1929 году.

Информация о перспективном развитии Магнитогорского городского округа не поступала. Вопросы электроснабжения Южной части Магнитогорского городского округа подробно рассмотрены в разделе V и VI СиПРЭ Челябинской области в составе Магнитогорского энергорайона.

Локомотивный городской округ

Площадь составляет 10,33 кв. километра. Численность населения составляет 8,518 тыс. человек. Образован в 1963 году.

В соответствии с письмом администрации Локомотивного городского округа Челябинской области от 2 марта 2018 года № 192 в настоящее время не планируется интенсивного строительства каких-либо объектов, требующих проработки вопроса электроснабжения.

Общие вопросы электроснабжения Локомотивного городского округа подробно рассмотрены в разделе V и VI настоящей СиПРЭ Челябинской области в составе Карталинского энергорайона.

Озерский городской округ.

Площадь составляет 657,31 кв. километра. Численность населения составляет 90,6 тыс. 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 производственное объединение «Маяк», ведущее предприятие российской атомной отрасли, градообразующее предприятие города Озерска.

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 от 11 марта 2016 года № 01-0207/34 предполагается организация 2 площадок со следующими резидентами:

площадка № 1 (кадастровый квартал 74:41:0201001) – ЗАО «Уральский завод полимерных технологий «Маяк», ООО «Станкостроение», ООО «Региональный центр облучательных технологий», ООО «Маяк-Редукторы» предварительной суммарной мощностью потребления 6,9 МВт.

площадка № 2 (2 земельных участка с кадастровыми номерами 74:41:0000000:6652 и 74:41:0000000:6651) – ЗАО «Озерский завод свайных конструкций», ООО «Озерская трубная компания», ООО «Завод углеродных материалов», ООО «Нанотех», ООО «ФинИтерКом» и ООО «Уральский завод промышленных композитов» предварительной суммарной мощностью потребления 9,65 МВт.

В непосредственной близости от площадки № 1 находятся три подстанции напряжением 110 кВ, а также проходят трассы четырех ВЛ 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.

Снежинский городской округ.

Площадь составляет 299,13 кв. километра. Численность населения составляет 50,7 тыс. человек. 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 от 29 декабря 2016 года № Д-01-09/5274 планируется организация следующих площадок:

площадка «Снежинск Энергетика»;

площадка «Снежинск ЭлМаш»;

площадка «Снежинск Нефтегаз».

Для определения необходимости мероприятий по развитию электрической сети был определен перспективный баланс потребления электрической мощности, построенный в соответствии с заявками потенциальных резидентов ТОСЭР, реализующих инвестиционные проекты. Данный баланс до 2026 года представлен в таблице 79.

Таблица 79

Перспективный баланс потребления электрической мощности
по территории Снежинского городского округа, МВт

Составляющие баланса	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2026 год
площадка «Снежинск Энергетика»	0,6	1,06	1,2	2,51	7,94	14,09
площадка «Снежинск ЭлМаш»	2,268	2,98	3,01	3,52	5,09	9,41
площадка «Снежинск Нефтегаз»	0,81	1,55	1,7	3,03	3,77	6,25
итого по всем площадкам:	3,678	5,59	5,91	9,06	16,8	29,75
потребление населением	14,286	14,51	14,72	14,94	15,21	16,49
потребление градообразующим предприятием	14,5	14,75	15,46	16,12	16,48	17,82

потребление прочими предприятиями	16,594	16,6	16,7	16,8	16,9	16,95
итого потребление:	49,058	51,45	52,79	56,92	65,39	81,01
существующие мощности	52,659	52,659	52,659	52,659	52,659	52,659
профицит (+)/дефицит (-)	3,601	1,209	-0,131	-4,261	-12,731	-28,351

По данным таблицы видно, что до 2019 года наблюдается небольшой профицит электрической мощности. Таким образом, реализация проектов ТОСЭР возможна с использованием существующих мощностей.

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 проектов, в том числе целесообразности сооружения новых электросетевых объектов (например, сооружения 3-й ВЛ 110 кВ для повышения надежности питания вышеуказанных пяти ПС 110 кВ). 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 162,85 кв. километра. Численность населения составляет 32,5 тыс. человек. Город основан в 1952 году.

Трехгорный городской округ имеет статус ЗАТО. Наиболее крупным предприятием является Приборостроительный завод по серийному выпуску ядерных боеприпасов. На предприятиях Трехгорного городского округа производятся приборы радиационного контроля, медицинская техника, оборудование для агропромышленного комплекса и нефтеперерабатывающего комплекса, силовые кабели и строительные материалы. Всего в городе действуют более 500 средних и малых предприятий.

В рамках реализации Федерального закона от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации» на территории Трехгорного городского округа планируется создание ТОСЭР.

В соответствии с письмом администрации Трехгорного городского округа от 19 ноября 2016 года № 01-09/3306 для формирования ТОСЭР планируется развитие инженерной инфраструктуры для электроснабжения трех площадок:

площадка «Трехгорный ПСЗ».

площадка «Трехгорный «Точмаш». На территории расположена ТП-71. Также вблизи площадки расположена существующая РП-7.

площадка «Трехгорный Наномед».

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 составляет 3842,02 кв. километра. Численность населения составляет 42,494 тыс. человек. Образован 13 января 1941 года. Центр: село Миасское.

Близость к Челябинску и удобное транспортное сообщение сделали Красноармейский район привлекательным для индивидуальной застройки.

В непосредственной близости от города Челябинска (в 15 километрах) на земельном участке площадью 30 гектаров планируется осуществить застройку малоэтажными жилыми домами. Помимо этого, выделено еще множество участков под дачное строительство, малый и средний бизнес.

Ближайшим источником питания является ПС 35/10 кВ Мирная. На подстанции установлены два трансформатора 35/10 кВ мощностью 3,2 МВА и 5,6 МВА каждый. Существующая нагрузка в зимний период составляет 1,8 МВт и 2,7 МВт для Т-1 и Т-2 соответственно, в летний период – 0,8 МВт и 0,6 МВт соответственно.

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 составляет 2412,07 кв. километра. Численность населения составляет 80,912 тыс. человек. Образован 4 ноября 1926 года. Центр – город Сатка.

В соответствии с письмом администрации Саткинского муниципального района от 7 марта 2018 года № 891 сформирован перечень объектов заявителей, в отношении которых планируется осуществление технологического присоединения к электрическим сетям. Данный перечень с указанием присоединяемой мощности представлен в таблице 80.

Таблица 80

**Присоединяемые объекты в Саткинском муниципальном районе
Челябинской области**

Присоединяемый объект	Местоположение объекта	Присоединяемая мощность, МВт	Наличие ТУ на ТП
Саткинское городское поселение			
ПАО «Комбинат «Мagneзит»			
введение в эксплуатацию цеха по обжигу огнеупорных материалов в электропечах мощностью 50 тыс. тонн в год	новая площадка цехов ПАО «Комбинат «Мagneзит»	1 этап-24 2 этап-35	ТУ на ТП выданы
АО «Саткинский чугуноплавильный завод»			
строительство цеха по производству низко- и среднеуглеродистого ферромарганца конверторным способом	площадка АО «СЧПЗ»	н/д	нет
техническое перевооружение ТЭЦ АО «СЧПЗ»	площадка АО «СЧПЗ»	установка 3 паровых котлов и 2 генераторов для выработки электрической энергии суммарной мощностью 14 МВт	нет
ООО «Электросервис»			
строительство новой подстанции для электроснабжения существующей жилой застройки старой части города	город Сатка, район старой части города	10	нет
под малоэтажное индивидуальное строительство и МКД	город Бакал, Межозерный, город Сатка, Большая Запань, город Сатка, в районе улицы Пролетарской и улицы Metallургов, город Сатка, улица Крупской	8,8	нет
Управление строительства и архитектуры администрации Саткинского муниципального района			
физкультурно-оздоровительный комплекс с ледовым	город Сатка, улица Спартака, № 6	0,505	нет

полям (проектируемый)			
РИП «Холодный ключ» (планируемый)	город Бакал, вдоль улицы Холодный Ключ	3,5	нет
приют по содержанию бездомных животных	город Сатка, вдоль ул. имени 100-летия комбината Магnezит	0,6	ТУ на ТП выданы
индивидуальная жилищная застройка	город Сатка, в границах улиц: Орджоникидзе, Крупской, 8 Марта территория в границах улиц: Пролетарская и Metallургов, поселок Большая Запань, поселок Черная речка, Западный микрорайон, № 3 Саткинский район, поселок Межгорный, город Бакал, улица Фрунзе, улица Нахимова, улица Ракшина и улица Ломоносова, Саткинский район, поселок Межевой, микрорайон Блиновка, район «Старый стадион» Саткинский район, поселок Сулея, северная часть	11,156	нет
ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала». Филиал Челябэнергo			
ОАО «Комбинат «Магnezит». Газопоршневые генераторные установки	город Сатка, территория нового завода ОАО «Комбинат «Магnezит»	12,042	ТУ на ТП выданы
ОАО «Комбинат «Магnezит». Газопоршневые генераторные установки	город Сатка, территория нового завода ОАО «Комбинат «Магnezит»	12,042	ТУ на ТП выданы
нежилое здание синхронного компенсатора	город Бакал, в 1000 м северо- западнее пересечения улицы 8 Марта и улицы Бажова	0,050	ТУ на ТП выданы
ЗАО «БИТ-Морион инк». Цех камнеобработки	город Сатка, район Мельнично - Паленихинского и Березовского карьеров	0,025	ТУ на ТП выданы
ООО «Медвежья радость». Хозяйственная зона по разведению диких	поселок Магнитский, южная окраина	0,030	ТУ на ТП выданы

животных			
магазин	поселок Межевой, улица Советская в 33 метрах на северо-восток от здания автостанции	0,0015	ТУ на ТП выданы
жилые дома	деревня Петромихайловка, улица Садовая 40 деревня Сикизтамак, улица Лесная, 18, улица Центральная, 44, город Сатка, улица Кирпичная, 15, поселок Межевой, СТ «Цепиловка» участок 86, улица Южная, 31-А, улица Красноармейская, 15, улица Красноармейская, 15 А, поселок Сулея, улица Октябрьская, 1а, улица Чкалова, 32, улица Ольховая, 5 город Сатка, улица Калинина, 38-А, город Сатка, поселок Сибирка, улица 1 Мая, 32а, город Сатка, улица Карла Маркса, 15, деревня Старая Пристань, улица Полевая, 52, улица Полевая, 36, село Айлино, улица Комсомольская, 32, улица Свободы, 6, деревня Верхний Айск, улица Центральная, 6 А,	0,25	ТУ на ТП выданы
нежилые объекты	город Бакал, 75 метров западнее дома № 26, улица Революции, улица Октябрьская, 18а, промплощадка, город Сатка, в 45 метрах северо-западнее акушерско- гинекологического корпуса МУЗ ЦМСЧ «Магnezит»	0,145	ТУ на ТП выданы
Бакальское городское поселение			
уличное освещение	г. Бакал	2,2	нет
проект застройки поселка Межгорный	поселок Межгорный	1,2	нет
проект «Завод по	РИП «Рудничный»	2,8	нет

средств, ПВА и товаров народного потребления для бытового использования»			
проект «Строительство завода по производству полимерных биоцидов»	РИП «Рудничный»	1,5	нет
проект «Строительство завода по производству сэндвич панелей и вентиляционной продукции»	РИП «Рудничный»	1,3	нет
проект «Завод по производству металлоконструкций для строительства и выпуска теплиц»	РИП «Рудничный»	0,5	нет
проект «Строительство завода по производству строительных материалов»	РИП «Рудничный»	1,0	нет
проект «Завод по производству металлоконструкций способом горячего и холодного цинкования металла»	РИП «Рудничный»	1,0	нет
проект «Создание цеха по производству многослойных бумажных мешков»	РИП «Рудничный»	0,5	нет
проект «Создание комплекса по производству сухих строительных смесей»	РИП «Рудничный»	3,0	нет
проект «Строительство предприятия для организации производства алюминиевых радиаторов мощностью 7 млн. секций в год»	РИП «Рудничный»	1,3	нет
проект	поселок Иркутскан	1,2	нет

«Строительство цементно-клинкерного завода»			
проект «Завод цифровых металлокерамических изделий»	город Бакал	0,63	нет
Сулейнское городское поселение			
реконструкция электрических сетей	поселок Сулея, улица Ключевская, улица 8 Марта, улица Нагорная, улица Путевая, улица Леспромхозная, улица Электрическая, улица Тургенева, улица Октябрьская, улица 9 Мая, улица Чкалова, улица Ольховая, улица Есенина, улица Уральская, улица Луговая улица Тургенева, улица Первомайская, улица Комсомольская, улица Коммунистическая, улица Академика Павлова, улица Зеленая, улица Некрасова, улица Дорожная	2,5	нет
Межевское городское поселение			
подстанция 1 Б поселка Межевой	поселок Межевой	4,0	нет
сети 0,4 кВ для электрообеспечения жилых домов и прочих объектов	поселок Межевой, улица Горная, улица Саткинская, улица Береговая, улица Чапаева, улица Граничная, улица Горького, улица Юманова, улица Речная, улица Пролетарская, улица Айская, улица Печная, улица Спортивная, улица Блиновка, улица Парковая, улица Водопроводная, улица Тракторная	13,0	нет
Айлинское сельское поселение			

очистные сооружения	село Айлино, улица Пугачева, 38	0,015	нет
ввод жилья	деревня Верхний Айск, улица Центральная, улица Юбилейная, улица Центральная, улица Юбилейная, деревня Старая Пристань, улица Лесная, деревня Сикиязтамак, улица Березовая, улица Сосновая, село Айлино, улица Гагарина, улица Каменная, 16а, улица Свободы, улица Лесная, улица Школьная, улица Комсомольская, улица Меньшикова, улица Советская, улица Пушкина, улица Степана Разина, 8, улица Карла Маркса, 6а, улица Береговая, деревня Старая Пристань	4,41	нет
уличное освещение	деревня Верхний Айск, улица Центральная, улица Юбилейная деревня Старая Пристань, улица Лесная, деревня Сикиязтамак, улица Березовая, улица Сосновая	0,105	нет
Романовское сельское поселение			
карьер, добыча мраморизированного известняка, строительного материала - 250 рабочих мест	Саткинский район, село Романовка, в 1384 метрах северо-восточнее села Романовка	0,63	нет
хлебопекарня, расширение производства, приобретение электропечей - 20 рабочих мест	Саткинский район село Романовка, улица Тракторная, 41	0,05	нет
жилищное строительство	село Романовка, поселок Чулковка, поселок Единовер, поселок Тельмана, поселок Пороги,	2,176	нет

	поселок Постройки, поселок Иструть		
--	---------------------------------------	--	--

В рамках реализации технологического присоединения новой площадки цехов ПАО «Комбинат «Магнезит» планируется следующее сетевое строительство:

1) сооружение ПС 110 кВ Периклаз по схеме 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой 2 (двух) трансформаторов 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый;

2) сооружение ответвлений от ЛЭП 110 кВ Приваловская - Сатка I, II цепь с отпайкой на ПС Огнеупор до ПС 110 кВ Периклаз.

Присоединение трех газопоршневых установок (3×4,014 МВт) суммарной мощностью 12,042 МВт планируется осуществить к трем ячейкам РУ-6 кВ ПС 35/6 кВ Каменка (ПС 110 кВ Огнеупор). Выдача генерирующей мощности в электрическую сеть не предусматривается.

Присоединение еще трех газопоршневых установок (3×4,014 МВт) суммарной мощностью 12,042 МВт планируется осуществить к трем ячейкам РУ-6 кВ ПС 110 кВ Брусит. Выдача генерирующей мощности в электрическую сеть не предусматривается.

Большинством заявителей, указанных в таблице выше, технические условия на технологическое присоединение не получены. Определение возможности присоединения новой нагрузки, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров, выполняется в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Пластовский муниципальный район.

Площадь составляет 1751,76 кв. километра. Численность населения составляет 25,830 тыс. человек. Образован 24 июня 2004 года. Центр – город Пласт.

Электроснабжение города Пласт осуществляется от ПС 110/35/6 кВ Кочкарь. На подстанции установлены два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Планируется ввод объектов жилищного строительства города Пласт, расширение производства ЗАО «Пласт-Рифей», увеличение объемов производства ОАО «Южуралзолото Группа Компаний», ООО «Новые технологии» и других.

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.

Сосновский муниципальный район.

Площадь составляет 2071,36 кв. километра. Численность населения составляет 70,148 тыс. человек. Образован 20 декабря 1934 года. Центр – село Долгодеревенское.

В настоящее время в рамках реализации технологического присоединения магазина ИКЕА и торгового центра Мега (заявитель – ООО «ИКЕА Сентерс Рус Проперти Д») планируется следующее сетевое строительство:

1) сооружение ПС 110 кВ Вельдимановская с установкой 2 (двух) трансформаторов по 16 МВА каждый. ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Вельдимановская выполняется по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий»;

2) сооружение заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Вельдимановская с образованием:

ВЛ 110 кВ Шагол – Вельдимановская с отпайкой на ПС Краснопольскую (протяженностью 8,3 километра (со следующими параметрами захода: сечение провода АС-185, длина 2,3 километра);

ВЛ 110 кВ Вельдимановская – Харлуши с отпайкой на ПС Кременкуль (протяженностью 14,7 километра (со следующими параметрами захода: сечение провода АС-185, длина 2,3 километра).

Помимо этого, на территории Сосновского муниципального района Челябинской области реализуется проект строительства Томинского ГОКА (ЗАО «Русская медная компания»). Для электроснабжения нового предприятия реализуется следующее сетевое строительство:

1) сооружение ПС 220 кВ Медная с установкой 2 (двух) трансформаторов по 100 МВА каждый;

2) 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 Медная - Шагол с отпайкой на ПС Исаково;

3) строительство ПС 110 кВ Томинский ГОК с ОРУ 110 кВ по схеме 110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» с установкой трансформатора 110 кВ номинальной мощностью 6,3 МВА. Присоединение осуществляется путем сооружения отпайки ВЛ 110 кВ от отпайки на ПС Томино от ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайская 1 цепь к ПС 110 кВ Томинский ГОК.

В соответствии с письмом администрации Сосновского муниципального района от 19 марта 2018 года № 553 на территории данного муниципального района ожидается прирост электрической нагрузки объектов нового жилищно-гражданского строительства в объеме от 227,6 МВт до 297,1 МВт.

Определение возможности присоединения новой нагрузки, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров, выполняется в

рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

Увельский муниципальный район.

Площадь составляет 2298,89 кв. километра. Численность населения составляет 31,733 тыс. человек. Образован 24 мая 1924 года. Центр – поселок Увельский.

В соответствии с письмом администрации Увельского муниципального района Челябинской области от 27 февраля 2018 года № 513 сформирован перечень объектов заявителей, в отношении которых планируется осуществление технологического присоединения к электрическим сетям. Данный перечень с указанием присоединяемой мощности по каждому заявителю представлен в таблице 81.

Таблица 81

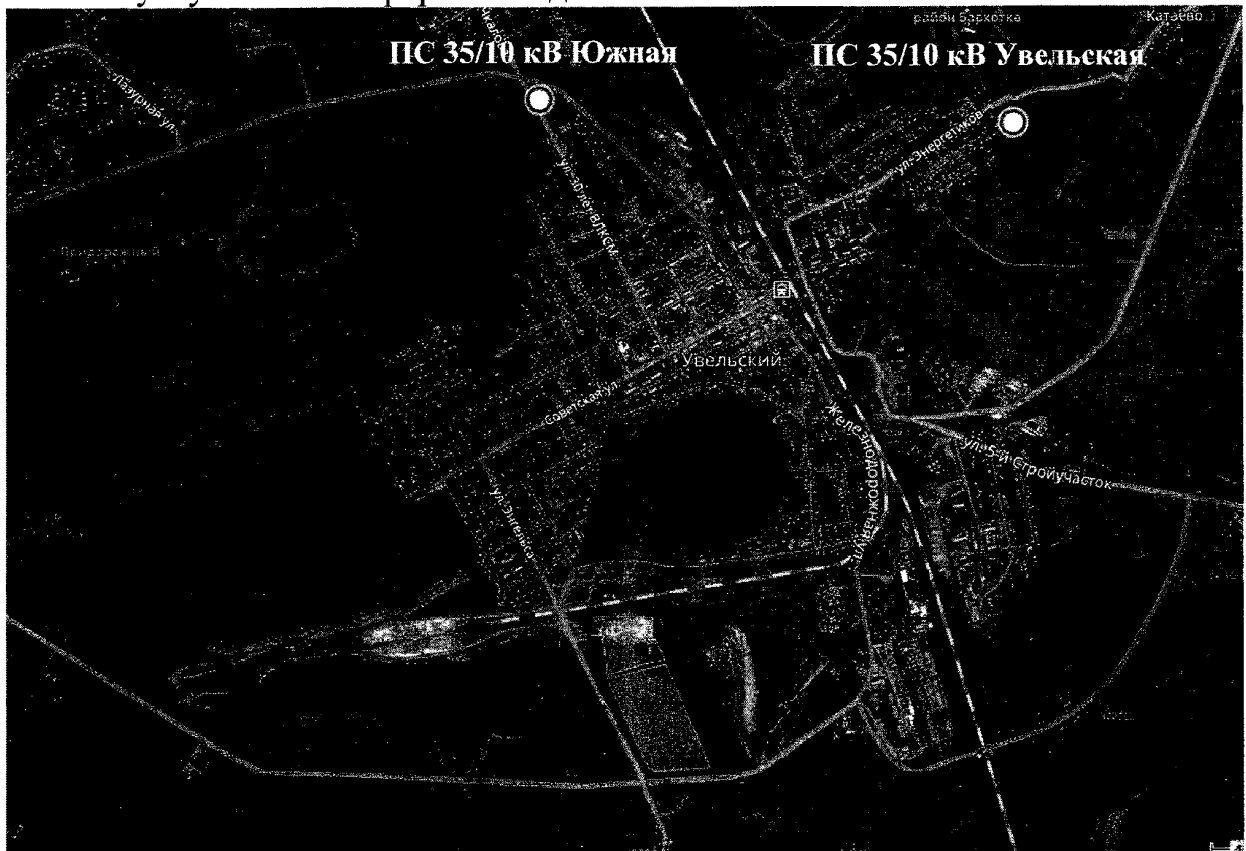
**Перечень объектов заявителей
в Увельском муниципальном районе Челябинской области**

№	Заявитель	Мощность подключаемой нагрузки, МВт	Наличие ТУ на ТП
1.	Производственный объект «Логистический центр ООО «Ресурс» на земельном участке, ограниченном с северной стороны земельным участком с кадастровым номером 74:21:0301001:187, с южной стороны земельным участком с кадастровым номером 74:21:0000000:99, с западной стороны земельным участком с кадастровым номером 74:21:0301001:94, с восточной стороны земельным участком с кадастровым номером 74:21:0301001:35	4,1625	нет
2.	Производственные мощности по углубленной переработке добываемых полезных ископаемых на земельном участке с кадастровым номером 74:21:0301001:187	7,7526	нет

На рисунке 23 представлено расположение объектов, указанных в таблице 81, с привязкой к местности.

Рисунок 23

Расположение «Логистического центра ООО «Ресурс» и объекта по углубленной переработке добываемых полезных ископаемых



Ближайшими центрами питания являются следующие:

ПС 35/10 кВ Увельская;

ПС 35/10 кВ Южная.

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.

37. Анализ необходимости и мест размещения дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В результате анализа проведенных электрических расчетов режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области недопустимых отклонений напряжения выявлено не было.

Необходимость ввода дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в энергосистеме Челябинской области отсутствует.

38. 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.

39. 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) – не менее 25 кА.

40. 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 СиПР ЕЭС на 2018-2024 годы (таблица 62).

Все предложенные выше мероприятия рекомендуются к дальнейшему формированию итогового перечня с оценкой капитальных затрат на их реализацию.

Результаты расчетов электрических режимов (с учетом реализации рекомендуемых мероприятий) показали сохранение надежности и устойчивости электроэнергетической системы Челябинской области.

41. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Таблица 82 содержит список электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рассмотренных в настоящей работе.

Таблица 82

Электросетевые объекты напряжением 110 кВ и выше,
рассмотренные в настоящей работе

Мероприятие	Параметры оборудования	Рекомендуемый год реализации
вводы, соответствующие СиПР ЕЭС на 2018-2024 годы		
ПС 220 кВ Медная	2х100 МВА	2019
заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная	3,148 километра + 3,229 километра	
ПС 220 кВ Берёзовская	2х16 МВА, 1х63 МВА,	2018 2019

	1х80 МВА	2021
заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская	2х1,0 километр	2018
ПС 220 кВ Муллит	2х25 МВА ИРМ 33 Мвар	2019
заходы ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит	2х2,5 километра	
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА на автотрансформаторы мощностью 501 МВА (с резервной фазой 167 МВА) и двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА (без изменения установленной мощности)	2х501 МВА (+167 МВА резервная фаза), 2х250 МВА	2022
вводы в соответствии с ТУ на ТП		
ПС 110 кВ 11	1 этап: 1х80 МВА 2 этап: 1х80 МВА	1 этап: 2016- 2017; 2 этап: 2017- 2018 3 этап: 2018- 2028
на I этапе: строительство КВЛ 110 кВ от опоры № А0-1 ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 до ПС 110 кВ 11 с образованием КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 с отпайкой на ПС 11. На II и III этапах: сооружение заходов ВЛ 110 кВ МЦЭС - ПС 60 в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ 11 с образованием КВЛ 110 кВ МЦЭС - ПС 11 и КВЛ 110 кВ ПС 60 - ПС 11	1 этап: 0,45 километра (ВЛ) +0,4 километра (КЛ); 2 этап: 0,8 километра (ВЛ) +0,4 километра (КЛ)+8,45 километра (ВЛ) +0,4 километра (КЛ)	
ПС 110 кВ ЛМП	2х25 МВА	2018
строительство ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМП I цепь и ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМП II цепь	2х8,0 километров	
ПС 110 кВ РЭД	1х25 МВА	2018
строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 ЗСО-Гусеничная до ПС 110 РЭД	1х0,4 километра	
ПС 110 кВ Агрокомплекс	2х63 МВА	2018
строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	1х10,0 километров	
ПС 110 кВ Краснопольская. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками до отпайки на ПС 110 кВ Краснопольская ВЛ 110 кВ Шагол - Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская. Строительство заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Краснопольская с отсоединение отпайки от ВЛ 110 кВ Шагол - Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская с образованием ВЛ 110 кВ Шагол - Краснопольская и ВЛ 110 кВ Краснопольская - Харлуши с отпайками	-	2018
ПС 110 кВ Периклаз	2х40 МВА	2019

сооружение 2 (двух) отпаяк ЛЭП от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор до ПС 110 кВ Периклаз	2х1,0 километр	
ПС 110 кВ Вельдимановская	2х16 МВА	
сооружение заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Вельдимановская с образованием ВЛ 110 кВ Шагол – Вельдимановская с отпайкой на ПС Краснопольскую и ВЛ 110 кВ Вельдимановская – Харлуши с отпайкой на ПС Кременкуль	2х2,3 километра	2018-2019
ПС 110 кВ Станкомаш	2х63 МВА	
сооружение двух заходов КЛ 110 кВ в пролете опор 110 кВ № 19-20 ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 с отпайками в РУ ПС 110 кВ Станкомаш с образованием КВЛ 110 кВ Бульварная – Станкомаш и КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – Станкомаш	2х2,0 километра	2020-2021
ПС 110 кВ 68	2х80 МВА	
сооружение заходов ВЛ 110 кВ ПС 90 - ПС 65 I, II цепь в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 68 с образованием ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ПС 68 I, II цепь и ЛЭП 110 кВ ПС 65 – ПС 68 I, II цепь	2х2,0 километра+ 2х5,0 километра	2018
ПС 110 кВ ГПП-3	2х40 МВА	
строительство КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 № 1 от резервной ячейки № 6 110 кВ ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ АМЕТ и КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 № 2 от ячейки № 13 110 кВ ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ АМЕТ	2,61 километра +2,74 километра	2019
промплощадка ТМЗ	-	
сооружение 2 (двух) КЛ 110 кВ от вновь сооружаемых линейных ячеек 110 кВ 1, 2С 110 кВ РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная до энергопринимающих устройств - печей РКО-15	0,87 километра	2018
ПС 110 кВ Томинский ГОК	1х6,3 МВА	2019
строительство отпайки ВЛ 110 кВ от отпайки на ПС Томино от ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайская 1 цепь к ПС 110 кВ Томинский ГОК	-	2019
ПС 110 кВ 36. Замена 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 2 (два) трансформатора номинальной мощностью 63 МВА	2х63 МВА	2018
рекомендуемые мероприятия		
Челябинский энергорайон		
в том числе энергоузел Челябинской ГРЭС (Вариант 1)		
реконструкция ПС 35/6 кВ Центральная с переводом подстанции на напряжение 110 кВ и увеличением трансформаторной мощности	с 2х10 МВА на 2х16 МВА	2018*

реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой нового РУ 110 кВ	5 ячеек	
сооружение КЛ 110 кВ	2,8 километра	
в том числе энергоузел Челябинской ГРЭС (Вариант 2)		
увеличение трансформаторной мощности ПС 35/6 кВ Центральная	с 2х10 МВА на 2х16 МВА	2018*
увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Восточная	с 2х40 МВА на 2х63 МВА	2018*
Северный энергорайон		
реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с увеличением трансформаторной мощности Т-1, 2 110 кВ	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	2018*
Магнитогорский энергорайон		
реконструкция ПС 110/10 кВ Верхнеуральская с увеличением трансформаторной мощности	с 1х10 и 1х16 МВА на 2х16 МВА	2018*
объекты, не входящие в основные энергорайоны		
реконструкция ПС 110 кВ Станкозаводская с увеличением трансформаторной мощности Т-1 110 кВ	с 6,3 МВА на 10 МВА	2018*
рекомендуемые мероприятия по снижению уровня токов короткого замыкания		
реконструкция ПС 110 кВ Синеглазово с заменой выключателей на шинах 110 кВ (2 штуки) – не менее 25 кА	2 штуки	2018*

*Указаны рекомендуемые сроки начала выполнения мероприятий на основе проведенных расчетов электроэнергетических режимов.

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 83) с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года) (таблица 84).

Таблица 83

**Сводные данные по развитию электрической сети
напряжением 110 кВ и выше**

Показатель	Текущий период (2018 год)	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
ввод ВЛ/КЛ 500 кВ, километров	-	-	-	-	-	-
ввод ВЛ/КЛ 220 кВ, километров	7	6,377	-	-	-	-
реконструкция трансформаторной мощности 500 кВ, МВА	-	-	-	-	-	1169
ввод трансформаторной мощности 220 кВ, МВА	32	313	-	80	-	500
ввод ВЛ/КЛ 110 кВ, километров	59,57	7,35	4	-	-	-
ввод трансформаторной мощности 110 кВ, МВА	847	166,3	126	-	-	-

Таблица 84

**Сводные данные по развитию электрической сети
напряжением ниже 110 кВ**

Показатель	Текущий период (2018 год)	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
ввод трансформаторной мощности напряжением ниже 110 кВ, МВА	66,25	41,49	39,58	-	-	-
ввод ВЛ/КЛ напряжением ниже 110 кВ, километров	183,41	203,06	201,21	-	-	-

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 УНЦ.

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2015 года.

Для определения величины капитальных затрат в прогнозных ценах 4 квартала 2017 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал (капитальных затрат), указанные в базовом варианте прогноза социально-экономического развития на среднесрочный период до 2020 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 85).

Таблица 85

Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал (капитальных затрат)

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2015	2016	2017
индекс - дефлятор инвестиций в основной капитал (капитальные вложения), процентов к предыдущему году	прогноз социально- экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов (базовый прогноз)	подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, принят Государственной Думой Российской Федерации, дата	114,3	-	-

		публикации 24.11.2016			
	прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2018 год и на плановый период 2019 и 2020 годов (базовый прогноз)	подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, рассмотрен Государственной Думой Российской Федерации 27.10.2017	-	106,3	104,4

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 86.

Таблица 86

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 4 квартал 2017 года, млн. рублей с НДС	Рекомендуемый год реализации
вводы, соответствующие СиПР ЕЭС на 2018-2024 годы			
ПС 220 кВ Медная (Томинский ГОК)	2x100 МВА	941,43*	2019
заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная	3,148 километра, 3,229 километра	141,54*	
ПС 220 кВ Берёзовская	2x16 МВА, 1x63 МВА, 1x80 МВА	1 154,73	2018 2019 2021
заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская	2x1,0 километр	25,82	2018
ПС 220 кВ Муллит	2x25 МВА ИРМ 33 Мвар	821,68	2019
заходы ВЛ 220 кВ	2x2,5 километра	64,54	

Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит			
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА на автотрансформаторы мощностью 501 МВА (с резервной фазой 167 МВА) и двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА (без изменения установленной мощности)	2х501 МВА (+167 МВА резервная фаза), 2х250 МВА	1299,46	2022
ИТОГО	-	4 449,2	-
ВВОДЫ в соответствии с ТУ на ТП			
ПС 110 кВ 11	1 этап: 1х80 МВА 2 этап: 1х80 МВА	**	1 этап: 2016- 2017; 2 этап: 2017- 2018 3 этап: 2018- 2028
на I этапе: строительство КВЛ 110 кВ от опоры № А0-1 ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 до ПС 110 кВ 11 с образованием КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 с отпайкой на ПС 11. На II и III этапах: сооружение заходов ВЛ 110 кВ МЦЭС - ПС 60 в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ 11 с образованием КВЛ 110 кВ МЦЭС - ПС 11 и КВЛ 110 кВ ПС 60 - ПС 11	1 этап: 0,45 километра (ВЛ) +0,4 километра (КЛ); 2 этап: 0,8 километра (ВЛ) +0,4 километра (КЛ)+8,45 километра (ВЛ) +0,4 километра (КЛ)	**	
ПС 110 кВ ЛМПИ	2х25 МВА	**	2018
строительство ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМПИ I цепь и ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМПИ II цепь	2х8,0 километров	**	
ПС 110 кВ РЭД	1х25 МВА	**	2018
строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 ЗСО-Гусеничная до ПС 110 РЭД	1х0,4 километра	**	
ПС 110 кВ Агрокомплекс	2х63 МВА	**	2018
строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	1х10,0 километров	**	
ПС 110 кВ Краснопольская. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками до	-	**	2018

отпайки на ПС 110 кВ Краснопольская ВЛ 110 кВ Шагол - Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская. Строительство заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Краснопольская с отсоединением отпайки от ВЛ 110 кВ Шагол - Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская с образованием ВЛ 110 кВ Шагол - Краснопольская и ВЛ 110 кВ Краснопольская - Харлуши с отпайками			
ПС 110 кВ Периклаз	2х40 МВА	**	2019
сооружение 2 (двух) отпаяк ЛЭП от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор до ПС 110 кВ Периклаз	2х1,0 километр	**	
ПС 110 кВ Вельдимановская	2х16 МВА	**	2018-2019
сооружение заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Вельдимановская с образованием ВЛ 110 кВ Шагол – Вельдимановская с отпайкой на ПС Краснопольская и ВЛ 110 кВ Вельдимановская – Харлуши с отпайкой на ПС Кременкуль	2х2,3 километра	**	
ПС 110 кВ Станкомаш	2х63 МВА	**	2020-2021
сооружение двух заходов КЛ 110 кВ в пролете опор 110 кВ № 19-20 ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 с отпайками в РУ ПС 110 кВ Станкомаш с образованием КВЛ 110 кВ Бульварная – Станкомаш и КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – Станкомаш	2х2,0 километра	**	
ПС 110 кВ 68	2х80 МВА	**	2018
сооружение заходов ВЛ	2х2,0 километра+	**	

110 кВ ПС 90 - ПС 65 I, II цепь в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 68 с образованием ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ПС 68 I, II цепь и ЛЭП 110 кВ ПС 65 – ПС 68 I, II цепь	2х5,0 километра		
ПС 110 кВ ГПП-3	2х40 МВА	**	2019
строительство КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 № 1 от резервной ячейки № 6 110 кВ ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ АМЕТ и КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 № 2 от ячейки № 13 110 кВ ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ АМЕТ	2,61 километра +2,74 километра	**	
промплощадка ТМЗ	-	**	2018
сооружение 2 (двух) КЛ 110 кВ от вновь сооружаемых линейных ячеек 110 кВ 1, 2С 110 кВ РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная до энергопринимающих устройств - печей РКО-15	0,87 километра	**	
ПС 110 кВ Томинский ГОК	1х6,3 МВА	**	2019
строительство отпайки ВЛ 110 кВ от отпайки на ПС Томино от ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайская 1 цепь к ПС 110 кВ Томинский ГОК	-	**	2019
ПС 110 кВ 36. Замена 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 2 (два) трансформатора номинальной мощностью 63 МВА	2х63 МВА	**	2018
рекомендуемые мероприятия			
Челябинский энергорайон			
в том числе энергоузел Челябинской ГРЭС (вариант 1)			
реконструкция ПС 35/6 кВ Центральная с переводом подстанции на напряжение 110 кВ и увеличением трансформаторной мощности	с 2х10 МВА на 2х16 МВА	212,92	2018***
реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой нового РУ 110 кВ	5 ячеек	139,59	2018***
сооружение КЛ 110 кВ	2,8 километра	101,75	2018***
итого по варианту 1	-	454,26	-
в том числе энергоузел Челябинской ГРЭС (вариант 2)			

увеличение трансформаторной мощности ПС 35/6 кВ Центральная	с 2х10 МВА на 2х16 МВА	59,31	2018***
увеличение трансформаторной мощности ПС 110/35/6 кВ Восточная	с 2х40 МВА на 2х63 МВА	116,67	2018***
итого по варианту 2	-	175,98	-
Северный энергорайон			
реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с увеличением трансформаторной мощности Т-1,2 110 кВ	с 2х10 МВА на 2х25 МВА	78,28	2018***
итого	-	78,28	-
Магнитогорский энергорайон			
реконструкция ПС 110/10 кВ Верхнеуральская с увеличением трансформаторной мощности	с 1х10 и 1х16 МВА на 2х16 МВА	35,03	2018***
итого	-	35,03	-
объекты, не входящие в основные энергорайоны			
реконструкция ПС 110 кВ Станкозаводская с увеличением трансформаторной мощности Т-1 110 кВ	с 1х6,3 и 1х10 МВА на 2х10 МВА	31,68	2018***
итого	-	31,68	-
рекомендуемые мероприятия по снижению уровня токов короткого замыкания			
реконструкция ПС 110 кВ Синеглазово с заменой выключателей на шинах 110 кВ (2 штуки) – не менее 25 кА	2 штуки	55,83	2018***

* Стоимость указана в прогнозных ценах (с НДС) по данным Схемы и программы развития ЕЭС на 2017-2023 годы, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 01.03.2017 г. № 143 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы».

** 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 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому

управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и 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».

*** Указаны рекомендуемые сроки начала выполнения мероприятий на основе проведенных расчетов электроэнергетических режимов.

Анализ полученных результатов расчета капитальных затрат предложенных вариантов развития показал, что суммарные затраты на реализацию рекомендованных мероприятий на период 2019-2023 годов составят:

по мероприятиям, соответствующим СиПРЭ ЕЭС на 2018-2024 годы – 4 449,2 млн. рублей;

по мероприятиям по Челябинскому энергорайону:

по энергоузлу Челябинской ГРЭС:

вариант 1 – 454,26 млн. рублей;

вариант 2 – 175,98 млн. рублей.

Наиболее экономичным является вариант 2;

по мероприятиям по Северному энергорайону – 78,28 млн. рублей;

по мероприятиям по Магнитогорскому энергорайону – 35,03 млн. рублей;

по мероприятиям по объектам, не входящим в основные энергорайоны, – 31,68 млн. рублей;

по мероприятиям по снижению уровня токов короткого замыкания – 55,83 млн. рублей.

Необходимо отметить, что мероприятия по реконструкции центров питания 110 кВ (в том числе по переводу ПС 35 кВ на класс напряжения 110 кВ) должны быть подтверждены по результатам технико-экономического сравнения вариантов, учитывающих перенос нагрузки между центрами питания в результате строительства ЛЭП 6-10-35 кВ.

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Рекомендуемый по результатам технико-экономического сравнения к вводу перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше в энергосистеме Челябинской области приведен в таблице 87. На территории энергосистемы Челябинской области отсутствуют энергоузлы (энергорайоны), в которых при расчётных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима.

Таблица 87

**Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше,
рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области**

Мероприятие	Параметры оборудования	Рекомендуемый год реализации
вводы, соответствующие СиПР ЕЭС на 2018-2024 годы		
ПС 220 кВ Медная	2х100 МВА	2019
заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная	3,148 километра + 3,229 километра	
ПС 220 кВ Берёзовская	2х16 МВА, 1х63 МВА, 1х80 МВА	2018 2019 2021
заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская	2х1,0 километр	2018
ПС 220 кВ Муллит	2х25 МВА ИРМ 33 Мвар	2019
заходы ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит	2х2,5 километра	
реконструкция ПС 500 кВ Шагол с заменой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА на автотрансформаторы мощностью 501 МВА (с резервной фазой 167 МВА) и двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА на автотрансформаторы мощностью 250 МВА (без изменения установленной мощности)	2х501 МВА (+167 МВА резервная фаза), 2х250 МВА	2022
вводы в соответствии с ТУ на ТП		
ПС 110 кВ 11	1 этап: 1х80 МВА 2 этап: 1х80 МВА	1 этап: 2016-2017; 2 этап: 2017-2018 3 этап: 2018-2028
на I этапе: строительство КВЛ 110 кВ от опоры № А0-1 ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 до ПС 110 кВ 11 с образованием КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 с отпайкой на ПС 11. На II и III этапах: сооружение заходов ВЛ 110 кВ МЦЭС - ПС 60 в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ 11 с образованием КВЛ 110 кВ МЦЭС - ПС 11 и КВЛ 110 кВ ПС 60 - ПС 11	1 этап: 0,45 километра (ВЛ) +0,4 километра (КЛ); 2 этап: 0,8 километра (ВЛ) +0,4 километра (КЛ)+8,45 километра (ВЛ) +0,4 километра (КЛ)	
ПС 110 кВ ЛМП	2х25 МВА	2018
строительство ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМП I цепь и ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ЛМП II цепь	2х8,0 километров	
ПС 110 кВ РЭД	1х25 МВА	2018
строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 ЗСО-Гусеничная до ПС 110 РЭД	1х0,4 километра	
ПС 110 кВ Агрокомплекс	2х63 МВА	2018
строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь	1х10,0 километров	
ПС 110 кВ Краснопольская. Строительство	-	2018

участка ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками до отпайки на ПС 110 кВ Краснопольская ВЛ 110 кВ Шагол - Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская. Строительство заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Краснопольская с отсоединением отпайки от ВЛ 110 кВ Шагол - Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская с образованием ВЛ 110 кВ Шагол - Краснопольская и ВЛ 110 кВ Краснопольская - Харлуши с отпайками		
ПС 110 кВ Периклаз	2х40 МВА	
сооружение 2 (двух) отпаяк ЛЭП от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор до ПС 110 кВ Периклаз	2х1,0 километр	2019
ПС 110 кВ Вельдимановская	2х16 МВА	
сооружение заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Вельдимановская с образованием ВЛ 110 кВ Шагол – Вельдимановская с отпайкой на ПС Краснопольскую и ВЛ 110 кВ Вельдимановская – Харлуши с отпайкой на ПС Кременкуль	2х2,3 километра	2018-2019
ПС 110 кВ Станкомаш	2х63 МВА	
сооружение двух заходов КЛ 110 кВ в пролете опор 110 кВ № 19-20 ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 с отпайками в РУ ПС 110 кВ Станкомаш с образованием КВЛ 110 кВ Бульварная – Станкомаш и КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – Станкомаш	2х2,0 километра	2020-2021
ПС 110 кВ 68	2х80 МВА	
сооружение заходов ВЛ 110 кВ ПС 90 - ПС 65 I, II цепь в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 68 с образованием ЛЭП 110 кВ ПС 90 - ПС 68 I, II цепь и ЛЭП 110 кВ ПС 65 – ПС 68 I, II цепь	2х2,0 километра+ 2х5,0 километра	2018
ПС 110 кВ ГПП-3	2х40 МВА	
строительство КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 № 1 от резервной ячейки № 6 110 кВ ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ АМЕТ и КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 № 2 от ячейки № 13 110 кВ ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ АМЕТ	2,61 километра +2,74 километра	2019
промплощадка ТМЗ	-	
сооружение 2 (двух) КЛ 110 кВ от вновь сооружаемых линейных ячеек 110 кВ 1, 2С 110 кВ РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная до энергопринимающих устройств - печей РКО-15	0,87 километра	2018
ПС 110 кВ Томинский ГОК	1х6,3 МВА	2019
строительство отпайки ВЛ 110 кВ от отпайки на	-	2019

ПС Томино от ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайская 1 цепь к ПС 110 кВ Томинский ГОК		
ПС 110 кВ 36. Замена 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 2 (два) трансформатора номинальной мощностью 63 МВА	2х63 МВА	2018

В таблице 88 представлены рекомендуемые мероприятия по созданию (модернизации) ЦСПА и модернизации релейной защиты, сформированные на основании письма Филиала АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ от 21.12.2017 № Р62-61-VI-19-3034.

Таблица 88

Перечень рекомендуемых мероприятий по созданию (модернизации) ЦСПА и модернизации релейной защиты

Объект	Мероприятие	Год	Обоснование необходимости (возможные риски)
Троицкая ГРЭС	модернизация основной защиты и УПАСК ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Сокол	2021	отсутствие полукompлекта основной защиты ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Сокол на Троицкой ГРЭС не позволяет ввести в работу основную ВЧ защиту данной ВЛ. Со стороны ПС 500 кВ Сокол полукompлект основной защиты установлен и готов к вводу в работу
ПС 500 кВ Козырево; ПС 500 кВ Шагол; ПС 500 кВ Челябинская; ПС 500 кВ Златоуст; ПС 500 кВ Приваловская; ПС 500 кВ	модернизация (реконструкция) УПАСК: реконструкция Тритон по ВОЛС ПС 500 кВ Южная-ПС 500 кВ Шагол; реконструкция Тритон 60/48 кГц ВЛ 500 кВ Исеть-Козырево; реконструкция Тритон 512/548 кГц ВЛ 500 кВ Шагол - Козырево; реконструкция ЕТЛ 24/28 кГц ВЛ 500 кВ Курган - Козырево; замена АНКА 508 кГц ВЛ 500 кВ Шагол - Челябинская;	2019-2020	необходимость выполнения мероприятий, определенных проектами по созданию (модернизации) ЦСПА, согласованными субъектами электроэнергетики

Кропачево; ПС 500 кВ Смеловская; ПС 500 кВ Магнитогорская	реконструкция АКА 164 кГц КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол; реконструкция АКА 144 кГц КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол; реконструкция АКА по ВОЛС (№ 1) Южноуральская ГРЭС-2 – ПС 500 кВ Шагол; реконструкция АКА по ВОЛС (№ 2) Южноуральская ГРЭС-2 – ПС 500 кВ Шагол; замена АНКА 532 кГц ВЛ 500 кВ Шагол - Челябинская; реконструкция АКА 136 кГц ВЛ 500 кВ Златоуст - Челябинская; реконструкция АКА 120 кГц ВЛ 500 кВ Златоуст - Челябинская; реконструкция Рlink 64/48 кГц (ВЧ-канал № 531) ВЛ 500 кВ Костанайская - Челябинская; реконструкция АКА 420 кГц ВЛ 500 кВ Приваловская - Златоуст; реконструкция АКА 380 кГц ВЛ 500 кВ Приваловская - Златоуст; реконструкция УПК-Ц 304 кГц ВЛ 500 кВ Кропачево - Приваловская; реконструкция УПК-Ц 220 кГц ВЛ 500 кВ Кропачево - Приваловская; реконструкция АНКА 248 кГц ВЛ 500 кВ Уфимская - Кропачево; реконструкция АНКА 208 кГц ВЛ 500 кВ Уфимская - Кропачево; реконструкция АНКА 88 кГц ВЛ 500 кВ Бекетово - Смеловская реконструкция АНКА 104 кГц ВЛ 500 кВ Бекетово - Смеловская; реконструкция УПК-Ц 568 кГц ВЛ 500 кВ Смеловская-Магнитогорская; реконструкция УПК-Ц 504 кГц ВЛ 500 кВ Смеловская - Магнитогорская; замена АНКА 160 кГц ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Троицкая ГРЭС; реконструкция АНКА 152 кГц ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Троицкая ГРЭС; реконструкция УПК-Ц 96 кГц ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Ириклинская ГРЭС; реконструкция УПК-Ц 60 кГц ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Ириклинская ГРЭС		
Троицкая ГРЭС	реконструкция УПАСК: АКА 796 кГц КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2;	2020	необходимость выполнения мероприятий,

	АКА 840 кГц КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2; АКА по ВОЛС (№ 1) КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2; АКА по ВОЛС (№ 2) КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2; замена АНКА 160 кГц ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Троицкая ГРЭС; замена АНКА 100 кГц ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Сокол; реконструкция АНКА 152 кГц ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Троицкая ГРЭС; реконструкция АНКА 148 кГц ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол		определенных проектами по созданию (модернизации) ЦСПА, согласованными субъектами электроэнергетики
Южноуральская ГРЭС-2	Реконструкция УПАСК: АКА 164 кГц КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол; АКА 144 кГц КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 - Шагол; АКА по ВОЛС (№ 1) Южноуральская ГРЭС-2 - ПС 500 кВ Шагол; АКА по ВОЛС (№ 2) Южноуральская ГРЭС-2 - ПС 500 кВ Шагол; АКА 796 кГц КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2; АКА 840 кГц КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2; АКА по ВОЛС (№ 1) КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2; АКА по ВОЛС (№ 2) КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2	2020	необходимость выполнения мероприятий, определенных проектами по созданию (модернизации) ЦСПА, согласованными субъектами электроэнергетики

42. 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.

Плановые значения показателя надежности рассчитывается по данным территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии в автономном округе, с учетом требований, указанных в методических указаниях, утвержденных 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».

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», принимаемого равным 0,015 (таблица 89).

Таблица 89

Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

№ п/п	Наименование ТСО	Плановые значения показателя надежности					
		2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1.	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	1,9905	1,9606	1,9312	1,9023	1,8737	1,8456
2.	ООО «Региональная сетевая компания»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3.	«УКВЗ им. С.М. Кирова» – филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.	ПАО «Уралавтоприцеп»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5.	АО «Энергосетевая компания ЧТПЗ»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6.	АО «Электросеть»	0,0100	0,0099	0,0097	0,0096	0,0094	0,0093
7.	АО «Горэлектросеть»	0,0850	0,0837	0,0825	0,0812	0,0800	0,0788
8.	АО «Автомобильный завод «Урал»	4,7784	4,7067	4,6361	4,5666	4,4981	4,4306
9.	ПАО «ММК»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10.	ОАО «ММК-Метиз»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11.	АО «Оборонэнерго» (филиала «Уральский»)	0,4200	0,4137	0,4075	0,4014	0,3954	0,3895
12.	ОАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»)	0,0027	0,0027	0,0026	0,0026	0,0025	0,0025
13.	АО «Трансэнерго»	0,0583	0,0574	0,0566	0,0557	0,0549	0,0541
14.	АО «Челябинское авиапредприятие»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15.	АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	0,0860	0,0847	0,0834	0,0822	0,0810	0,0798

16.	ОАО «ЭПМ-ЧЭЗ»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17.	ООО «Златэнерготелеком»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18.	ООО «ИБК»	0,3465	0,3413	0,3362	0,3311	0,3262	0,3213
19.	ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»	1,1344	1,1174	1,1006	1,0841	1,0679	1,0519
20.	ООО «Механический завод»	0,1090	0,1074	0,1058	0,1042	0,1026	0,1011
21.	ООО «Сети и Системы»	0,3465	0,3413	0,3362	0,3311	0,3262	0,3213
22.	ООО «СПЭ»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23.	ООО «ТЭСиС»	0,1911	0,1882	0,1854	0,1826	0,1799	0,1772
24.	ООО «УЭС»	0,4090	0,4029	0,3968	0,3909	0,3850	0,3792
25.	ООО «Энергетическая компания Алтайр»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
26.	ООО «Энерготехсервис»	0,8820	0,8688	0,8557	0,8429	0,8303	0,8178
27.	ООО «Эффект ТК»	0,3249	0,3200	0,3152	0,3105	0,3058	0,3012
28.	ПАО «ЧЗПСН - Профнастил»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
29.	ФГУП «ПО «Маяк»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
30.	ФГУП «ПСЗ»	0,0879	0,0866	0,0853	0,0840	0,0827	0,0815
31.	АЭС «Инвест»	0,0153	0,0151	0,0148	0,0146	0,0144	0,0142
32.	ООО «АТЭК74»	0,0543	0,0535	0,0527	0,0519	0,0511	0,0503
33.	ООО «КЕММА»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34.	ООО «Металлстрой»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35.	ООО «ОЭСК-Челябинск»	0,1823	0,1796	0,1769	0,1742	0,1716	0,1690
36.	ООО «ТДК»	0,0061	0,0060	0,0059	0,0058	0,0057	0,0056
37.	ООО «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ»	0,6615	0,6516	0,6418	0,6322	0,6227	0,6134
38.	ООО «Трансэнерго»	0,1436	0,1414	0,1393	0,1372	0,1352	0,1332
39.	ООО «Электро ТК»	0,0261	0,0257	0,0253	0,0249	0,0246	0,0242

VII. Развитие генерации и источников тепловой энергии

43. Прогноз спроса на тепловую энергию.

Прогноз спроса на тепловую энергию приведен в таблице 90.

Таблица 90

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
2018	40837	0,8	718	1	19916	487	507	3845	15363
2019	40265	-1,4	708	1	19637	480	500	3791	15148
2020	39742	-1,3	699	1	19382	474	494	3742	14951
2021	39940	0,5	702	1	19479	476	496	3761	15026

2022	39501	-1,1	694	1	19265	471	491	3720	14861
2023	39106	-1,0	687	1	19072	466	486	3683	14712

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 1,01 процентного пункта в год (рисунок 24), в том числе по отраслям:

в промышленном секторе с темпом в 0,6 процентного пункта в год;

в бытовом секторе (население) и сфере услуг с темпом 1,3 процентного пункта в год;

в строительном секторе с темпом 3,4 процентного пункта в год;

в секторе «транспорт и связь» с темпом 2,3 процентного пункта в год.

Снижение темпов потребления тепловой энергии в экономике региона обосновывается следующими причинами:

интенсивной установкой приборов учета тепловой энергии на абонентских установках потребителей (жилые здания, общественно-деловые здания, сфера услуг);

строительством новых зданий с учетом нормативных требований к теплозащите жилых и общественных зданий, а также автоматизации абонентских вводов (ИТП) отпуска тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение;

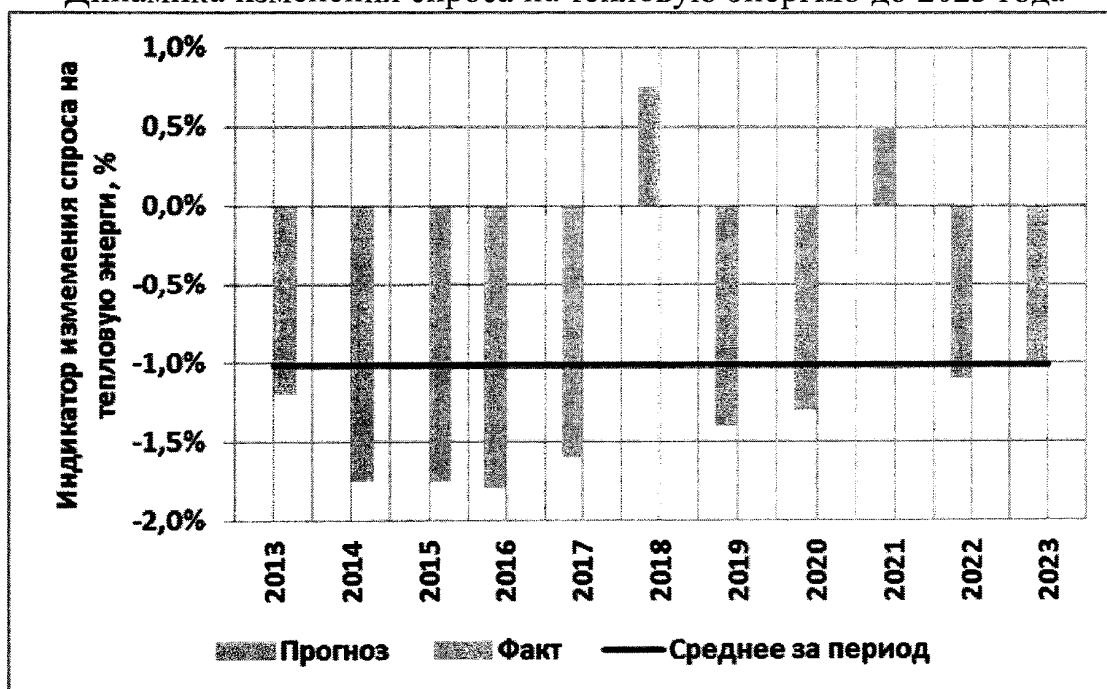
выводом из эксплуатации ветхих зданий жилищного фонда;

реализацией программ капитального ремонта зданий жилищного фонда;

использованием современных энергосберегающих технологий в металлургии, строительстве и на транспорте.

Рисунок 24

Динамика изменения спроса на тепловую энергию до 2023 года



С другой стороны, 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 1-1,5 процентного пункта с распределением Гаусса.

44. Прогноз спроса на тепловую мощность.

Прогноз спроса на тепловую мощность (таблица 91) сформирован по данным схем теплоснабжения, разработанных для поселений Челябинской области, выполненных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Таблица 91

Прогноз спроса на тепловую мощность, Гкал/час

Городской округ/ муниципальный район	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
городские округа						
Златоустовский городской округ	684	686	670	675	675	678
Карабашский городской округ	42	42	43	48	48	48
Копейский городской округ	328	330	330	332	332	335
Локомотивный городской округ	24	24	24	24	25	26
Миасский городской округ	600	602	602	605	607	605
Озерский городской округ	530	528	528	534	534	534
Снежинский городской округ	318	314	314	314	314	310

Трехгорный городской округ	188	184	184	196	196	190
Троицкий городской округ	120	118	118	120	120	120
Усть-Катавский городской округ	88	86	86	90	90	95
Чебаркульский городской округ	102	104	104	110	110	116
Южноуральский городской округ	154	156	156	160	163	164
Верхнеуфалейский городской округ	152	148	149	150	150	153
Кыштымский городской округ	198	200	212	212	212	213
Магнитогорский городской округ	2616,4	2616,4	2623,4	2650	2659	2689
Челябинский городской округ	3901,9	3975	4012	4134	4134	4195
всего городские округа	10046,3	10113,4	10155,4	10354	10369	10471
муниципальные районы						
Агаповский муниципальный район	50,5	50,3	51,2	50	49	49
Аргаяшский муниципальный район	38,6	38,4	38,7	38	38	39
Ашинский муниципальный район	147,3	144,8	144,8	145	140	12
Брединский муниципальный район	12,1	11,3	11,3	11	11	11
Варненский муниципальный район	15,9	15,8	15,8	16	16	17
Верхнеуральский муниципальный район	27,6	27,2	27,2	25	25	26
Верхнеуфалейский муниципальный район	70,4	68,3	68,3	66	66	65
Еманжелинский муниципальный район	101	100,1	100,1	99	99	96
Еткульский муниципальный район	30,5	30,4	30,4	30	30	29
Карталинский муниципальный район	41	40,6	40,6	39	39	37
Каслинский муниципальный район	66,2	65,3	65,3	65	65	66
Катав-Ивановский муниципальный район	67,7	67,4	67,4	68	68	69
Кизильский муниципальный район	12,9	12,8	12,8	13	13	13
Коркинский муниципальный район	118	115,1	115,1	110	105	108
Красноармейский муниципальный район	37,3	37,1	37,1	36	36	39
Кунашакский муниципальный район	30,5	30,4	30,4	30	30	31
Кусинский муниципальный	45	44,8	44,8	45	45	46

район						
Кыштымский муниципальный район	171,6	169,2	175,3	176	176	175
Нагайбакский муниципальный район	27	26,9	26,9	25	25	25
Нязепетровский муниципальный район	21,7	21,6	21,6	20	20	19
Октябрьский муниципальный район	10,1	10,1	10,1	10	10	10
Пластовский муниципальный район	32,5	32,1	32,1	32	32	33
Саткинский муниципальный район	156,9	153,9	153,9	155	155	159
Сосновский муниципальный район	63,6	63,3	63,3	60	60	61
Троицкий муниципальный район	12,5	12,5	12,5	13	13	14
Увельский муниципальный район	62,9	62,6	62,6	64	64	65
Уйский муниципальный район	29,7	29,6	29,6	30	28	28
Чебаркульский муниципальный район	35,9	35,8	35,8	36	35	37
Чесменский муниципальный район	18,4	18,3	18,3	19	19	20
Всего муниципальные районы	1555,3	1536	1543,3	1526	1512	1399
Всего по Челябинской области	11601,6	11649,4	11698,7	11880	11881	11870

Источник: данные схем теплоснабжения поселений Челябинской области.

Следует отметить, что не во всех схемах теплоснабжения выполнены оценки прироста спроса на тепловую мощность (тепловых нагрузок потребителей). В случае отсутствия таких оценок в утвержденных схемах теплоснабжения авторы формировали собственную модель спроса на тепловую мощность, основанную на данных ретроспективного анализа фактического прироста строительных фондов в поселениях Челябинской области, главных направлений развития территорий поселений, установленных в генеральных планах, и прогноза платежеспособного спроса населения на жилищные фонды.

В моделях также учитывались:

снижение тепловых нагрузок в жилищном фонде за счет прогноза сноса ветхого жилья;

снижение тепловых нагрузок в жилищном фонде за счет прогноза реализации планов и программ капитального ремонта зданий;

изменения расчетных температур наружного воздуха для проектирования теплозащиты и проектирования систем отопления и вентиляции жилых и общественных зданий, устанавливаемых нормативами в

строительстве (Свод правил СП 131.13330.2012 «Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 21-01-99).

Данные таблицы показывают, что средний темп прироста спроса на тепловую мощность в Челябинской области (рисунок 25) 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 Челябинске и Магнитогорске. В муниципальных районах Челябинской области 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 25

Динамика изменения спроса на тепловую мощность на 2017 – 2021 годы



45. Прогноз установленной тепловой мощности.

Анализ схем теплоснабжения показывает, что в целом по Челябинской области установленная тепловая мощность будет незначительно сокращаться. При этом учтены следующие аспекты изменения установленной тепловой мощности:

установленная тепловая мощность источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии Челябинской энергосистемы (ТЭЦ и ГРЭС общего пользования и блок-станций) принималась по данным Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2030 годы;

установленная тепловая мощность и прогноз ее изменения для котельных принимался по данным схем теплоснабжения.

В таблице 92 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 92 содержат более подробную информацию по установленной тепловой мощности на действующих станциях Челябинской области.

Таблица 92

**Прогноз установленной тепловой мощности ТЭЦ в поселениях
Челябинской области, Гкал/час**

Наименование электростанции	Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Троицкая ГРЭС	всего	315	315	315	315	315	315
	турбоагрегаты	315	315	315	315	315	315
турбоагрегаты	турбоагрегаты	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	711	711	711	711	711
	турбоагрегаты	210	210	210	210	210	210
Челябинская ТЭЦ-2	всего	956	956	956	956	956	956
	турбоагрегаты	596	596	596	596	596	596
Челябинская ТЭЦ-3	всего	1124	1124	1124	1124	1124	1124
	турбоагрегаты	568	568	568	568	568	568
Челябинская ГРЭС	всего	850	850	850	850	850	850
	турбоагрегаты	450	450	450	450	450	450
Аргаяшская ТЭЦ	всего	576	576	576	576	576	576
	турбоагрегаты	576	576	576	576	576	576
Магнитогорская ГТ ТЭЦ	всего	80	80	80	80	80	80
	турбоагрегаты	40	40	40	40	40	40
Магнитогорская ТЭЦ ПАО «ММК»	всего	360	360	360	360	360	360
	турбоагрегаты	360	360	360	360	360	360
Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»	всего	665	665	665	665	665	665
	турбоагрегаты	465	465	465	465	465	465
ТЭЦ ПВС-1 ПАО «ММК»	всего	126	126	126	126	126	126
	турбоагрегаты	126	126	126	126	126	126
ТЭЦ ПВС-2 ПАО «ММК»	всего	1186	1186	1186	1186	1186	1186
	турбоагрегаты	1186	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭЦ Паросилового цеха ПАО «ММК»	всего	120	120	120	120	120	120
	турбоагрегаты	120	120	120	120	120	120
ТЭЦ	всего	23	23	23	23	23	23

Коксохимического производства ПАО «ММК»	турбоагрегаты	23	23	23	23	23	23
ТЭЦ «Мечел-Энерго»	всего	366	366	366	366	366	366
	турбоагрегаты	66	66	66	66	66	66
Тургорская ТЭЦ	всего	575	575	575	575	575	575
ТЭЦ ОАО «ММЗ»	турбоагрегаты	175	175	175	175	175	175
ТЭЦ ОАО «ЭнСер»	всего	24	24	24	24	24	24
	турбоагрегаты	24	24	24	24	24	24
ТЭЦ ОАО «Комбинат Магнит»	всего	408	408	408	408	408	408
	турбоагрегаты	68	68	68	68	68	68
ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода	всего	20	20	20	20	20	20
	турбоагрегаты	0	0	0	0	0	0
ЦЭС Саткинского чугуноплавильного завода	всего	171	171	171	171	171	171
	турбоагрегаты	21	21	21	21	21	21
ТЭЦ ОАО «Ашинский металлургический завод»	всего	1392	1392	1392	1392	1392	1392
	турбоагрегаты	687	687	687	687	687	687
ТЭЦ ОАО «Уральская кузница»	всего	235	235	235	235	235	235
	турбоагрегаты	25	25	25	25	25	25
Всего	всего	10602	10602	10602	10602	10602	10602
	турбоагрегаты	6419	6419	6419	6419	6419	6419

В таблице 93 приведены данные полной установленной в поселениях Челябинской области тепловой мощности ГРЭС, ТЭЦ, блок-станций и котельных.

Таблица 93

Прогноз установленной тепловой мощности в поселениях
Челябинской области, Гкал/час

Наименование	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Челябинский городской округ	7157	7157	7157	7157	7157	7157
Верхнеуфалейский городской округ	320	320	320	320	320	320
Златоустовский городской округ	1416	1416	1416	1416	1416	1416
Карабашский городской округ	101	101	101	101	101	101
Копейский городской округ	612	612	630	630	631	632
Кыштымский городской округ	220	220	230	230	230	230
Локомотивный городской округ	75	75	75	75	76	77
Магнитогорский городской округ	3165	3165	3180	3180	3180	3180
Миасский городской округ	1300	1300	1300	1300	1300	1300
Озерский городской округ	809	809	809	809	809	809
Снежинский городской округ	537	537	537	537	537	537
Трехгорный городской округ	283	283	283	283	283	283
Троицкий городской округ	450	450	450	450	450	450
Усть-Катавский городской округ	190	190	145	145	145	145
Челябинский городской округ	355	355	355	355	355	355
Южноуральский городской округ	399	399	399	399	399	399

Всего по городским округам	17389	17389	17386	17386	17388	17390
Агаповский муниципальный район	144	144	144	144	144	144
Аргаяшский муниципальный район	89	89	89	89	89	89
Ашинский муниципальный район	415	415	415	415	415	415
Брединский муниципальный район	44	44	44	44	44	44
Варненский муниципальный район	49	49	49	49	49	49
Верхнеуральский муниципальный район	145	145	145	145	145	145
Еманжелинский муниципальный район	208	208	208	208	208	208
Еткульский муниципальный район	3	3	3	3	3	3
Карталинский муниципальный район	161	161	161	161	161	161
Каслинский муниципальный район	199	199	199	199	199	199
Катав-Ивановский муниципальный район	172	172	172	172	172	172
Кизильский муниципальный район	29	29	29	29	29	29
Коркинский муниципальный район	227	227	227	227	227	227
Красноармейский муниципальный район	104	104	104	104	104	104
Кунашакский муниципальный район	60	60	60	60	60	60
Кусинский муниципальный район	1	1	1	1	1	1
Нагайбакский муниципальный район	61	61	61	61	61	61
Нязепетровский муниципальный район	39	39	39	39	39	39
Октябрьский муниципальный район	21	21	21	21	21	21
Пластовский муниципальный район	80	80	80	80	80	80
Саткинский муниципальный район	615	615	615	615	615	615
Сосновский муниципальный район	297	297	297	297	297	297
Троицкий муниципальный район	43	43	43	43	43	43
Увельский муниципальный район	125	125	125	125	125	125
Уйский муниципальный район	73	73	73	73	73	73
Чибаркульский муниципальный район	89	89	89	89	89	89
Чесменский муниципальный район	66	66	66	66	66	66
Всего по муниципальным районам	3561	3561	3561	3561	3561	3561
Всего по Челябинской области	20949	20949	20947	20947	20949	20951

Предполагается, что установленная тепловая мощность в целом по Челябинской области будет оставаться на уровне 2017 года. При этом при прогнозировании учитывались следующие факторы:

снижение установленной тепловой мощности котлоагрегатов котельных 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 2018-2030 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.

Следует иметь в виду, что качество последней информации будет существенно зависеть от качества выполненных схем теплоснабжения.

46. Прогноз выработки тепловой энергии.

Прогноз выработки тепловой энергии на источниках тепловой мощности Челябинской области приведен в таблице 94.

Таблица 94

Прогноз выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области, тыс. Гкал

Год	Производство	ТЭЦ	в том числе ПГУ ТЭЦ	в том числе ПГУ ТЭЦ	Прочими электростанциями	Котельные всего	Теплоутилизационные установки	Полезный отпуск с коллекторов
2018	45821	22707	15834	6873	370	19277	3467	44448
2019	45167	22548	15582	6966	370	18863	3386	43813
2020	44563	22390	15591	6800	370	18479	3324	43228
2021	44732	22233	15540	6693	370	18704	3425	43391
2022	44243	22078	11920	10158	370	18371	3425	42917
2023	43801	21923	11895	10028	370	18083	3425	42488

Источник: расчеты АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)».

При этом учтены следующие аспекты функционирования источников тепловой мощности, в том числе:

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 2023 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;

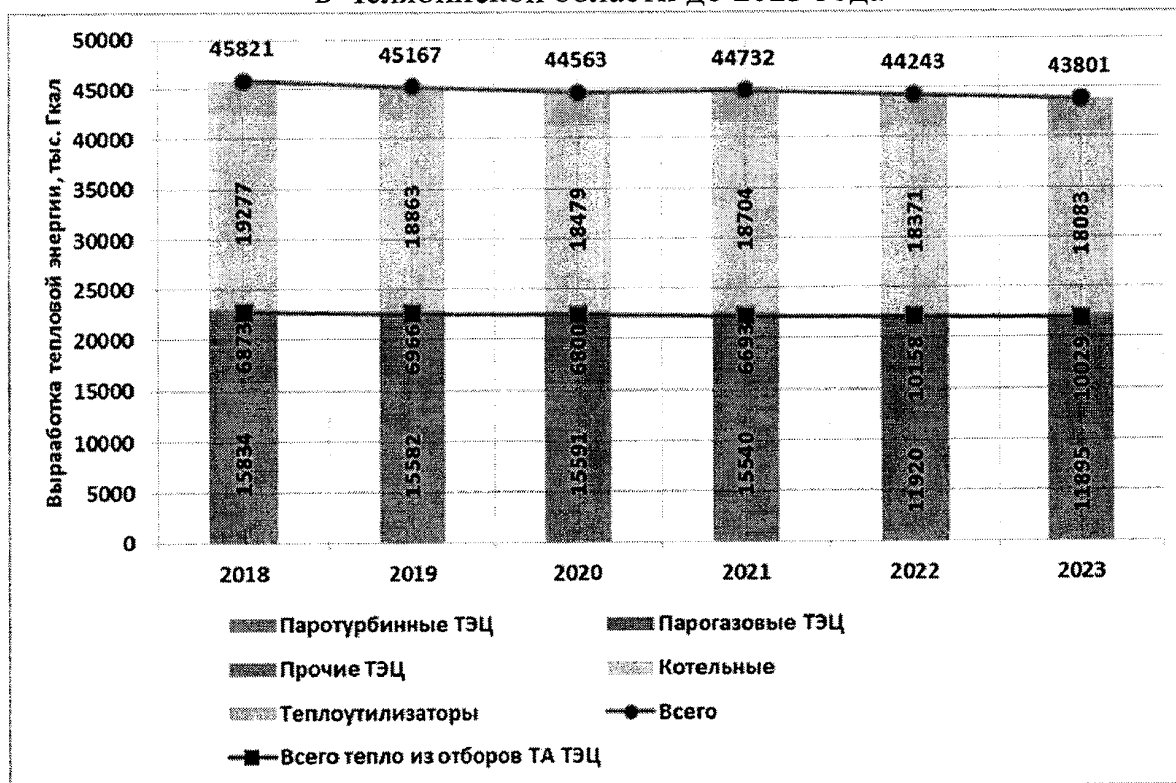
сокращение выработки тепловой энергии на ТФУ ПГУ ТЭЦ составит около 3,3 процента в год;

выработка тепловой энергии на некомбинированных источниках тепловой энергии (котельных) до 2021 года будет постепенно сокращаться с темпом 1,3 процентного пункта в год.

На рисунке 26 приведены прогнозные значения выработки тепловой энергии в Челябинской области на ТЭЦ и котельных.

Рисунок 26

Прогноз выработки тепловой энергии
в Челябинской области до 2023 года



Анализ данных, приведенных в таблице и на рисунке выше, показывает, что существенного прироста выработки тепловой энергии в комбинированном цикле вплоть до 2023 года не происходит (увеличение с 49 процентов до 51 процента).

47. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Челябинской области.

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». Содержащаяся в них информация позволяет установить:

перспективные тепловые нагрузки (перспективный спрос на тепловую мощность и тепловую энергию) разнородных потребителей;

состав существующего оборудования источников тепловой мощности, его состояние и предложения по его техническому перевооружению и реконструкции;

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 изолированной зоне действия источников тепловой мощности;

показатели энергетической эффективности действующего и проектируемого оборудования источников тепловой мощности и тепловых сетей.

Наиболее квалифицированные схемы теплоснабжения разработаны ОАО «ВНИПИэнергопром».

Вместе с тем около 80 процентов схем теплоснабжения не содержат следующих обязательных разделов:

перспективные балансы тепловой мощности в каждой изолированной зоне действия источника тепловой мощности;

надежность теплоснабжения;

ценовые последствия реализации проектов схем теплоснабжения;

предложения по источникам инвестиций в реализацию проектов схем теплоснабжения;

анализ эффективности инвестиций;

проекты по реконструкции тепловых сетей (основные проекты сосредоточены в строительстве новых котельных);

анализ возможности использования источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

целевые показатели эффективности функционирования схем теплоснабжения.

Разработанные схемы теплоснабжения (кроме схем теплоснабжения с системами теплоснабжения на базе ТЭЦ) не согласованы со Схемой и программой развития электроэнергетики Челябинской области и требуют актуализации (по крайней мере, для тех поселений, где в СиПРЭ 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.

Основное количество проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделах «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.

Однако практически все проекты схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций и расчетов тарифных последствий.

Основное количество проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделах «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 этом разделе схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций (источников инвестиций) и расчетов тарифных последствий.

В силу этого рассматривать их в Схеме и программе развития электроэнергетики 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.

В схемах теплоснабжения Миасского, Зластоустовского, Озерского городских округов и Саткинского городского поселения предложения о применении источников с комбинированной выработкой тепловой энергии на базе коммунально-бытовой нагрузки не обоснованы рассмотрением тарифных последствий для населения, возникающих в результате реализации этих мероприятий.

В аналогичном положении схемы теплоснабжения городских округов: Миасс, Златоуст, Озерск.

50. Прогноз развития энергетики Челябинской области на основе возобновляемых источников энергии (далее именуются - ВИЭ) и местных видов топлива.

Перспективы использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии в Российской Федерации.

Темпы роста возобновляемой энергетики в России по сравнению с большинством промышленно развитых стран невелики. Развитию ВИЭ в России значительно препятствуют такие факторы, как изобилие углеводородных ресурсов, отсутствие необходимой поддержки ВИЭ на государственном уровне, отсутствие законодательной базы по альтернативной энергетике, низкая обеспокоенность общества экологическими проблемами.

Динамика выработки электроэнергии в России на базе ВИЭ в 2013-2017 годах представлена в таблице 95 и на рисунке 27.

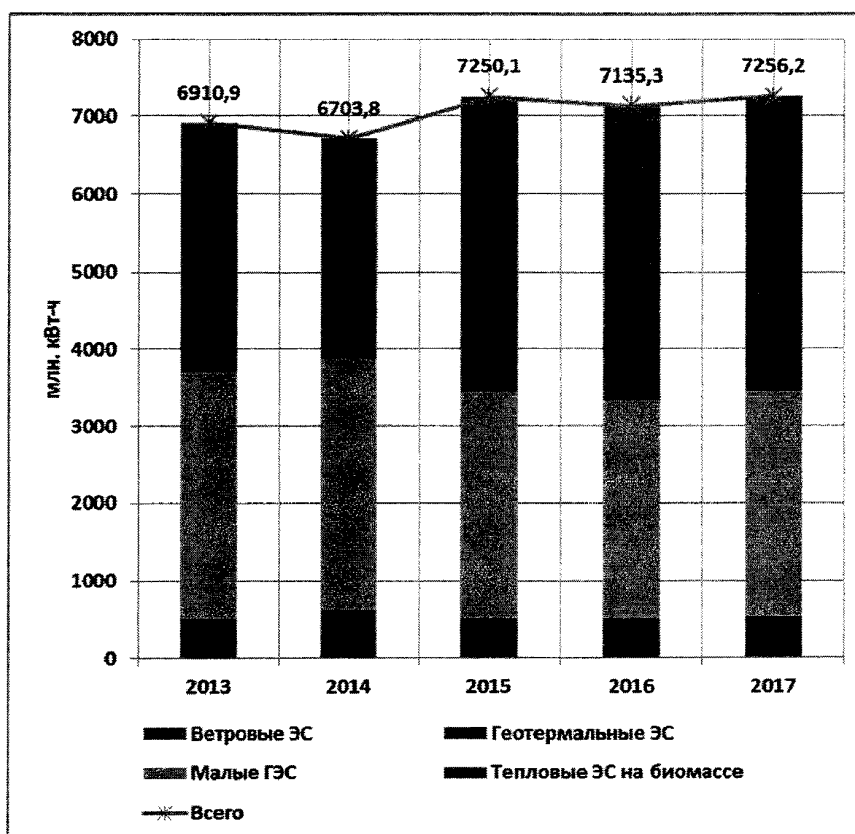
Таблица 95

Выработка электроэнергии в России на базе ВИЭ, млн. кВт·ч

Год	Ветровые ЭС	Геотермальные ЭС	Малые ГЭС	Тепловые ЭС на биомассе	Всего ВИЭ
2013	7,3	512,8	3176,9	3213,9	6910,9
2014	9,7	614,5	3245,4	2834,2	6703,8
2015	10,1	513,2	2914,2	3812,6	7250,1
2016	11,4	498	2813,3	3812,6	7135,3
2017	15,6	512	2916	3812,6	7256,2

Рисунок 27

Динамика выработки электроэнергии в России на базе ВИЭ



За последние десять лет наблюдается рост выработки электроэнергии на базе ВИЭ. Это объясняется постепенным снижением стоимости ВИЭ, ужесточением мировых экологических требований, изменениями в государственной политике в области повышения энергоэффективности экономики.

Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2023 года представлены в таблице 96 и на рисунке 28.

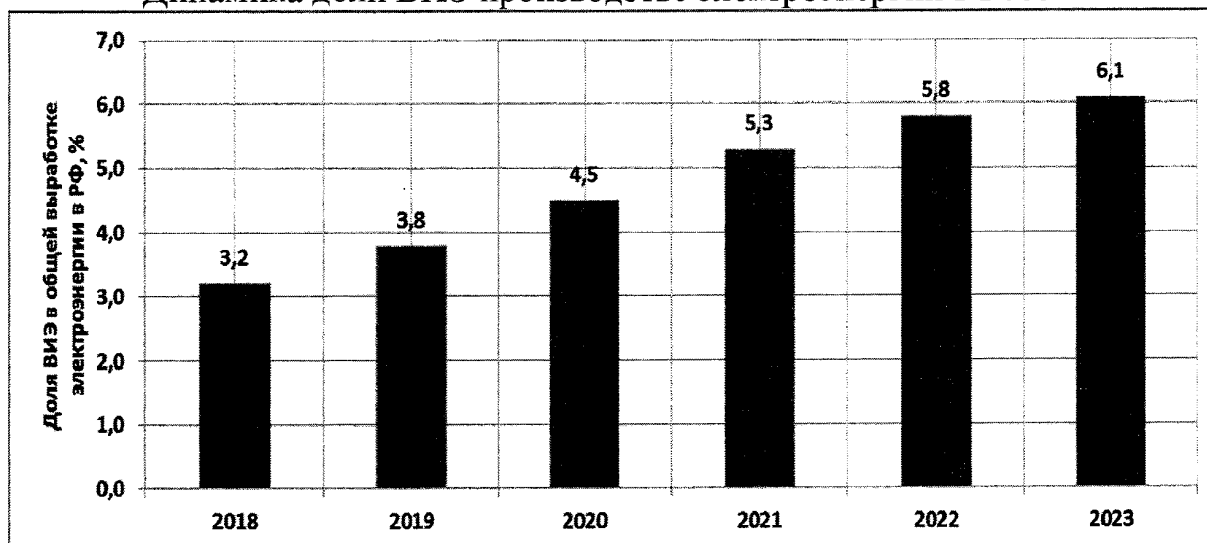
Таблица 96

Доли ВИЭ в производстве электроэнергии в России, млн. кВт·ч

Год	Производство электроэнергии на базе ВИЭ	Производство электроэнергии в России	Доля ВИЭ в производстве электроэнергии, процентов
2018	35735	1116721	3,2
2019	43118	1134697	3,8
2020	52920	1176005	4,5
2021	62445	1178200	5,3
2022	68399	1179300	5,8
2023	74560	1184200	6,1

Рисунок 28

Динамика доли ВИЭ производстве электроэнергии в России



В результате оценки объема технически доступных ресурсов ВИЭ в Российской Федерации выявлено, что имеющийся потенциал составляет не менее 4,6 млрд. тонн условного топлива и вдвое превышает энергетический баланс страны. Экономический и технический потенциал возобновляемой энергетики в России представлен в таблице 97.

Таблица 97

Потенциал возобновляемой энергетики в России,
млн. тонн условного топлива

Показатель	Технический потенциал	Экономический потенциал
Солнечная энергия	2300	12,5
Энергия ветра	2000	60
Энергия биомассы	53	35
Малая гидроэнергетика	125	65,2
Геотермальная энергия	н.д	115
Низкопотенциальное тепло	115	36

В наибольшей степени в России задействован потенциал гидроэнергетики и энергии биомассы, в наименьшей – потенциал ветровой и солнечной энергетики. Экономическая эффективность ВИЭ существенно зависит от местных условий вследствие неравномерности распространения потенциала ВИЭ по территории Российской Федерации.

В настоящий момент возобновляемая энергетика в России находит применение преимущественно в различных регионах, а также в регионах, изолированных от линий электропередач. В то же время в некоторых регионах экономически доступно сразу несколько видов ВИЭ. Их комплексное развитие позволило бы полностью обеспечить экономическое развитие этих регионов.

Перспективы использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в Челябинской области.

Общие положения.

Как показывает опыт использования нетрадиционной энергетики, в мире нет ни одной страны, где бы нетрадиционные и возобновляемые источники энергии составляли основу топливно-энергетического баланса. Однако существует большое количество примеров, показывающих, что нетрадиционные источники энергии могут покрывать определенное количество потребности тепловой, электрической энергии и органического топлива.

Наиболее показательным из этих примеров в Европе является пример ЕТЭБ Финляндии (таблица 98). В этой стране из 47577 тыс. тонн условного топлива первичных энергетических ресурсов, использованных для функционирования экономики, 12373 тыс. тонн условного топлива (или 26 процентов) составили возобновляемые и нетрадиционные энергетические ресурсы, произведенные на территории страны.

Таблица 98

ЕТЭБ Финляндии за 2016 год, тыс. тонн условного топлива

Показатель	Уголь	Жидкое топливо	Природный газ	Гидроэнергия	Атомная энергия	Геотермальные, солнечные и прочие ВИЭ	Биотопливо и отходы	Электроэнергия	Тепло	Всего
производство	1417	60	0	2071	0	63	12310	0	150	16071
ввоз (импорт)	3824	23026	4291	0	8559	0	383	2346	0	42429
вывоз (экспорт)	-49	-11056	0	0	0	0	-366	-201	0	-11673
изменение запасов	1346	451	0	0	0	0	0	0	0	1797
потребление первичной энергии	6539	11434	4291	2071	8559	63	12327	2143	150	47577
невязка баланса	657	429	1307	0	0	0	866	511	-1947	-1067
электрические станции (КЭС, ГЭС, АЭС)	-1271	-46	-39	-2071	-8559	-61	-477	5691	-70	-6900
теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)	-3139	-89	-1904	0	0	0	-3730	2957	4550	-1357
котельные: всего	-440	-334	-567	0	0	0	-899	-19	1994	-786
переработка нефти	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переработка угля	-571	-139	0	0	0	0	0	0	0	-711
прочая переработка	0	256	-334	0	0	0	0	0	0	-79
собственные энергетические производства	-240	-897	-407	0	0	0	-19	-494	-46	-2101
потери	-57	-13	0	0	0	0	0	-359	-457	-886
конечное потребление	843	10720	1041	0	0	1	7254	9921	6120	35903
промышленность	760	1633	886	0	0	0	4599	4669	2227	14801
транспорт	0	5539	19	0	0	0	380	90	0	6027
прочие виды экономической деятельности	83	2116	101	0	0	1	2276	5134	3893	13606
население	7	670	47	0	0	1	1904	2733	2376	7739

коммерческие предприятия	4	406	49	0	0	0	117	2191	0	2767
сельское хозяйство	71	553	6	0	0	0	211	210	0	1053
рыбная промышленность	0	53	0	0	0	0	0	0	0	53
прочее потребление	0	434	0	0	0	0	43	0	1517	1994
неэнергетическое использование	0	1431	36	0	0	0	0	0	0	1467

Источник: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=FINLAND&product=balances&year=2016>

Из произведенных на территории Финляндии невозобновляемых ВИЭ большую часть (99,5 процентов) составляли биотопливо и отходы производств (коммунальной сферы), которые могут быть преобразованы в тепловую и электрическую энергию путем сжигания.

Значительная часть биотоплива была использована для производства электрической энергии при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии на ТЭЦ (3730 тыс. тонн условного топлива, или 30 процентов от всего использованного биотоплива и отходов). Значительно меньшая их часть была использована для производства тепла в котельных (899 тыс. тонн условного топлива, или 7 процентов). И большая их часть (4599 тыс. тонн условного топлива, или 37 процентов) была использована в конечном потреблении в промышленности.

Следует сказать, что особенности учета и отнесения биотоплива и отходов к тем или иным группам энергоресурсов имеют некоторые методические различия в разных странах. В Челябинской области коксовый и доменный газ также могут быть отнесены к горючим отходам промышленного производства. Учет их использования для выработки тепловой и электрической энергии на блок-станциях металлургических предприятий даст соответствующий сравнительный ценз.

Для оценки возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в Челябинской области необходимо оценить технический и экономический потенциалы этих источников. В таблице 99 представлена экспертная оценка потенциала развития ВИЭ в Челябинской области.

Таблица 99

Экспертная оценка потенциала НВИЭ 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.

Солнечная энергетика.

По географическому положению 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 в других регионах Челябинской 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 Челябинской области не вошли в данную градацию, так как имеют большую географическую неоднородность.

Использование потенциала солнца для производства электроэнергии в Челябинской области в период с 2019 по 2023 годы не планируется.

Ветровая энергетика.

Проведенный анализ позволил всю территорию области разделить 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 среднегодовые 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 минимум 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 метров в секунду. В то же время повторяемость различных градаций скоростей в разные месяцы года отклоняется от средних расчетных на основании результатов наблюдений за 10 лет на весьма большую величину, что может существенно влиять на суммарную выработку энергии 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 район.

К третьей ветровой зоне относятся районы, расположенные в лесостепной зоне и частично в горно-лесной зоне. Здесь среднегодовые скорости изменяются от 2 до 3 метров в секунду. Максимум среднегодовой скорости ветра, как и во второй зоне, не имеет характерной выраженности. Суточный ход скоростей ветра здесь также усиливается в дневные часы, а вот 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 может составить 644 МДж/кв. метр в год.

К третьей ветровой зоне относятся лесостепные районы: Сосновский, Верхнеуральский, Нагайбакский, а также районы горно-лесной зоны среднего Урала: Каслинский и Нязепетровский.

К четвертой зоне относятся районы, расположенные внутри Уральских гор (Ашинский, Катав-Ивановский, Саткинский районы), где среднегодовые скорости ветра не превышают 2 метров в секунду. Эта зона не перспективна для ветроэнергетики.

Использование потенциала ветра для производства электроэнергии на крупных ветроустановках в Челябинской области в период с 2019 по 2023 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 в местах потребления дешевого, экологически чистого топлива, – 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 газа 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 и как обычный природный газ для приготовления пищи, обогрева. Его можно сжимать, использовать для заправки автомобиля, накапливать, перекачивать излишки, продавать.

В Челябинской области в хозяйствах имеется достаточный потенциал для производства биогаза (таблица 100).

Таблица 100

Потенциал производства биогаза в Челябинской области на 2018-2023 годы

Год	Количество животных, тысяч голов	Объем биогаза, млн. кубических метров
2018	423,7	1093
2019	449,0	1195
2020	487,0	1228,5
2021	523,3	1497,8
2022	584,3	1612,4
2023	645,4	1812,6

Использование низкопотенциального тепла Земли.

Во всем мире функционируют десятки миллионов тепловых насосов и миллионы новых вводятся в строй ежегодно. Тепловые насосы постепенно вытесняют традиционные способы теплоснабжения, и ожидается, что к 2030 году около 75 процентов теплоснабжения в развитых странах будет осуществляться за счет тепловых насосов.

В Челябинской области, а также в России в целом имеется недостаточно примеров их применения. Это объясняется в том числе и тем, что для нашей страны характерно центральное теплоснабжение. Но такая ситуация не может продолжаться долго. Придется пересматривать и устоявшиеся подходы к теплоснабжению, решением этого будет применение тепловых насосов.

Принцип действия теплового насоса аналогичен принципу действия холодильника, разница лишь в том, что в случае теплового насоса аккумулируется не холод, а тепло. Тепловой насос имеет четыре основных элемента: испаритель, компрессор, конденсатор и сбросной клапан. В испарителе хладагент нагревается до температуры +6 (8) градусов Цельсия, отобранной из окружающей среды (от земли, воды, воздуха), закипает и испаряется.

Полученный пар сжимается компрессором, и при росте давления температура хладагента поднимается до +35-65 градусов Цельсия. Эта температура отдается через теплообменник конденсатора рабочей жидкости отопительного контура, и хладагент обратно конденсируется. Сбросной клапан

сбрасывает давление в конденсаторе, перепуская хладагент в испаритель. Цикл замыкается.

Для рационального использования тепла из окружающей среды в распоряжении имеются такие источники тепла, как грунт, вода и воздух. Все они аккумулируют солнечную энергию, так что вместе с ними косвенно используется солнечная энергия. Для работы тепловых насосов при определенных условиях могут использоваться озера и реки, так как они тоже выступают в роли аккумуляторов тепла.

Тепловые насосы имеют большой срок службы до капитального ремонта (до 10-15 отопительных сезонов) и работают полностью в автоматическом режиме. Обслуживание установок заключается в сезонном техническом осмотре и периодическом контроле режима работы. Срок окупаемости оборудования не превышает двух-трех отопительных сезонов.

Источники низкопотенциального тепла, пригодные для утилизации, имеются практически во всех отраслях промышленности и в коммунальном хозяйстве: системы оборотного водоснабжения и охлаждения технологического оборудования, шахтные воды, вентиляционные выбросы, хозяйственно-бытовые стоки, имеющие температуру +15-20 градусов Цельсия, и другие.

Громадным потенциалом обладает тепло грунта, подземных вод, которые почти не используются. В системах охлаждения электростанций огромное количество низкопотенциального тепла теряется в градирнях и прудах-охладителях.

Согласно проведенным расчетам за счет использования низкопотенциальной энергии нетрадиционных источников (при отборе их тепла хотя бы на 5 градусов Цельсия) можно снизить теплотребление по России на 30 процентов, сэкономить миллионы тонн условного топлива за счет теплонасосных установок (далее именуются – ТНУ), можно максимально приблизить тепловые мощности к местам потребления, минимизировать протяженность тепловых сетей.

Применение технологий утилизации низкопотенциального тепла ВИЭ и ВТЭР для целей теплоснабжения с применением тепловых насосов позволит решить ряд проблем, стоящих перед предприятиями промышленности, энергетики и коммунальной сферы:

- отказ от нерационального электрического и в ряде случаев централизованного отопления объектов жилищно-коммунального хозяйства;
- значительная экономия электроэнергии;
- обеспечение надежного и экономичного теплоснабжения объектов;
- полная независимость от поставщиков тепла;
- отказ от теплотрасс большой протяженности и, как следствие, сокращение значительных потерь и затрат на их обслуживание, снижение издержек на выработку тепла и увеличение надежности теплоснабжения.

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 с мощностью 1,7 тыс. кВт.

Малая гидроэнергетика может стать одним из приоритетных направлений ТЭК по обеспечению в Челябинской области самостоятельной энергетической политики. Экономически обоснованными при этом являются как восстановление малых ГЭС (далее именуется – МГЭС), так и новое их строительство 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.

Первые гидроустановки были известны давно. На протяжении XVIII века на Урале их было построено 157. По данным официального отчета ведомства, по состоянию на 1860-1861 год 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.

Сейчас на территории Челябинской области эксплуатируется около 392 прудов и водохранилищ с суммарным полным объемом более 3360 млн. кубических метров и полезным объемом более 2600 млн. кубических метров. Создаваемый плотинами этих гидроузлов напор и пуски в нижний бьеф могут быть использованы для выработки электроэнергии. Из всех гидроузлов только на Верхнеуральском (река Урал) и Порожском (река Большая Сатка) водохранилищах используется гидроэнергетический потенциал стока.

В таблице 101 представлены параметры МГЭС при водохранилищах, на 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 101

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 Центра энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС – создание генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии и малой распределенной энергетики – строительство микроГЭС в Челябинской области. В перспективе – строительство более 20 МГЭС в Челябинской области.

Выводы:

обзор имеющихся на территории Челябинской области возобновляемых источников показывает, что их технический потенциал достаточен для использования с целью получения энергии. Однако в настоящий момент при отсутствии серийного отечественного оборудования и в связи с изменившейся ценой доллара экономический потенциал использования невозобновляемых ВИЭ близок к нулю, во многих случаях это может быть весьма эффективно. Особенно это касается отдаленных населенных пунктов, не охваченных централизованным электроснабжением;

наиболее вероятными к реализации в ближайшей перспективе является ввод в эксплуатацию микроГЭС;

высоким потенциалом на территории Челябинской области обладают ветровая энергетика, использование энергии биомассы и свалочных газов.

51. Перспективный спрос на топливо.

Прогноз потребности в органическом топливе для функционирования ТЭС и котельных Челябинской области до 2023 года приведен в таблице 102. В составе ТЭС функционируют ТЭЦ и, таким образом, потребность в топливе обеспечивает выработку электрической на КЭС и ТЭЦ и тепловой энергии на ТЭЦ.

Таблица 102

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Челябинской области, тыс. тонн условного топлива

Виды топливно-энергетических ресурсов	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
расход топлива на ТЭС, в том числе:	12961	13247	13601	13866	14173	14173
на выработку электроэнергии, в том числе:	8884	9059	9373	9601	9790	9790
газ природный	6363	6542	6824	7047	7243	7243
уголь	1847	1844	1868	1871	1868	1868

нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
газ коксовый	101	101	102	102	100	100
газ доменный	573	572	579	581	579	579
прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
на выработку тепловой энергии, в том числе:	4077	4188	4228	4265	4383	4383
газ природный	2621	2724	2779	2828	2936	2936
уголь	761	768	761	751	757	757
нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
газ коксовый	241	241	240	240	242	242
газ доменный	454	455	448	446	448	448
прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
расход топлива на КЭС	3873	3953	4100	4208	4394	4394
на выработку электроэнергии, в том числе:	3873	3953	4100	4208	4394	4394
газ природный	3002	3084	3219	3325	3493	3493
уголь	871	869	881	883	901	901
нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
газ коксовый	0	0	0	0	0	0
газ доменный	0	0	0	0	0	0
прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
расход топлива на ТЭЦ	9088	9294	9501	9658	9779	9779
на выработку электроэнергии, в том числе:	5011	5106	5273	5393	5396	5396
газ природный	3361	3458	3605	3722	3750	3750
уголь	976	975	987	988	967	967
нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
газ коксовый	101	101	102	102	100	100
газ доменный	573	572	579	581	579	579
прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
на выработку тепловой энергии, в том числе:	4077	4188	4228	4265	4383	4383
газ природный	2621	2724	2779	2828	2936	2936
уголь	761	768	761	751	757	757
нефтетопливо	0	0	0	0	0	0
газ коксовый	241	241	240	240	242	242
газ доменный	454	455	448	446	448	448
прочие виды топлива	0	0	0	0	0	0
расход топлива на котельных, в том числе:	3223	3279	3278	3375	3443	3443
газ природный	2423	2483	2498	2591	2661	2661
уголь	704	700	684	688	686	686
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	16184	16526	16879	17241	17616	17616

газ природный	11407	11749	12101	12466	12840	12840
уголь	3312	3312	3313	3310	3311	3311
нефтьтопливо	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 9790 тыс. тонн условного топлива (таблица 102), что составляет 56 процентов от общего расхода ТЭР на производство электроэнергии и тепла. На выработку тепловой энергии планируется затратить на ТЭЦ 4383 тыс. тонн условного топлива, а на котельных 3443 тыс. тонн условного топлива.

Обозначения и сокращения

А	ампер
АВР	автоматический ввод резерва
АДШС	автоматика деления шунтирующей сети
АО «АЗ «Урал»	Акционерное общество «Автомобильный завод «Урал»
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
ВЛ	воздушная линия электропередачи
В	вольт
ВИЭ (НВИЭ)	возобновляемые источники энергии (нетрадиционные)
ВНИПИэнерго- пром	
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
ГРЭС	государственная районная электростанция
Гкал/час	гигакалорий в час
ГТ ТЭЦ	газотурбинная ТЭЦ
ГТУ	газотурбинная установка
ГЭС	гидроэлектростанция
ДДТН	длительно допустимая токовая нагрузка
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
ЗРР	Заявленный режим работы
ЗСО	Завод имени Серго Орджоникидзе
ЗЭМЗ	Златоустовский электрометаллургический завод
ИТП	индивидуальный тепловой пункт
ИРМ	источник реактивной мощности
$I_{\text{доп}}$	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-т	тепловой коэффициент использования установленной мощности
КИУМ-э	электрический 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
КТП	комплектная трансформаторная подстанция
КТПБ	комплектная трансформаторная подстанция блочная
КЭС	конденсационная электростанция
кВт	киловатт
кВ	киловольт
кВА	киловольт-ампер
квар (кВАР)	киловар (киловольт-ампер реактивный)
кВт·ч	киловатт-час
л.с.	лошадиная сила
ЛЭП	линия электропередачи
Магнитогорская ГТ ТЭЦ	Акционерное общество «ГТ Энерго» Магнитогорская газотурбинная электроцентраль
МВ	масляный выключатель
МВА	мегавольт-ампер (тысяча киловольт-ампер)
Мвар (МВА Р)	мегавар (мегавольт-ампер реактивный)
МВт	мегаватт
МВт·ч	мегаватт-час
МГЭС	малые ГЭС
МДж	мегаджоуль
МДП	максимально допустимый переток
МКД	многоквартирный дом
МКЭУ	модульная когенерационная энергетическая установка
млн.	миллион
млрд.	миллиард
ММК	Магнитогорский металлургический комбинат
МММЗ	Миньярский метизно-металлургический завод
МРСК	межрегиональная сетевая компания
МТЭЦ	Магнитогорская ТЭЦ
МУП ПОВВ	Муниципальное унитарное предприятие «Производственное объединение водоснабжения и водоотведения»
МЦЭС	Магнитогорская ЦЭС
МЭС	межсистемные электрические сети
н/д	нет данных
НВИЭ	нетрадиционные возобновляемые источники энергии
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
ПВС	паровоздуховная станция
ПГУ	парогазовая установка
ПМЭС	предприятие магистральных электрических сетей
Правила ТП	Правила 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
ПС	электрическая подстанция
ПС ЧФЗ	подстанция Челябинского ферросплавного завода
ПСЦ	паросиловой цех
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 электроавтоматика
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
СКРМ	средство компенсации реактивной мощности
СМР	строительно-монтажные работы
СН	собственные нужды
СНиП	строительные нормы и правила
СО ЕЭС	«Системный оператор Единой энергетической системы»
СТ	садовое товарищество
СШ	система шин
СУГ	сжиженные углеводородные газы
СЦТ	система центрального теплоснабжения

СЭС	солнечные электростанции
ТГ	турбогенератор
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-ПВС	теплоэлектроцентраль-паровоздуховодная станция
ТСН	трансформатор собственных нужд
ТСО	теплоснабжающая организация
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 типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2016 г. № 75
УПАСК	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УПК-Ц	устройство передачи команд противоаварийной автоматики
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
ЦРП	центральный распределительный пункт
ЦСПА	централизованная система противоаварийного управления
ЦЭС	Центральные электрические сети
ЧАМЗ	Челябинский автомеханический завод
ЧГРЭС	Челябинская государственная районная электростанция
ЧМК	Челябинский металлургический комбинат
ЧТЗ	Челябинский тракторный завод
ЧТЭЦ	Челябинская тепловая электроцентраль
ЧЭМК	Челябинский электрометаллургический комбинат
ЧЭРЗ	Челябинский электровозоремнотный завод
ШСВ	шиносоединительный выключатель
ЭСО	электроснабжающая организация