

# ГУБЕРНАТОР ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

## РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 30.04.2021 г. № 459-р  
Челябинск

О схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2022 - 2026 годы и о признании утратившим силу распоряжения Губернатора Челябинской области от 30.04.2019 г. № 561-р

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 2022-2026 годы.
2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Челябинской области от 30.04.2019 г. № 561-р «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2020 – 2024 годы» (Официальный интернет-портал правовой информации ([www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru)), 6 мая 2019 г.).
3. Настоящее распоряжение подлежит официальному опубликованию.
4. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его подписания.



А.Л. Текслер

УТВЕРЖДЕНЫ  
распоряжением Губернатора  
Челябинской области  
от 30.04. 2021 г. № 459-р

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики  
Челябинской области на 2022-2026 годы

1. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2022-2026 годы (далее именуется – СиПР Челябинской области) разработана в соответствии со следующими нормативными правовыми актами и нормативными документами:

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

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

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

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

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

6) постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;

7) распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р;

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

9) распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р;

10) Схемой территориального планирования Российской Федерации в области энергетики;

11) пунктом 5 протокола поручений Президента Российской Федерации от 29 марта 2010 года № Пр-839;

12) приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 г. № 281 «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем»;

13) требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»;

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

15) национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»;

16) приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14.12.2011 г. № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований»;

17) приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2014 г. № 399 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях».

2. СиПР Челябинской области разработаны на основании государственного контракта на выполнение научно-исследовательской работы по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Челябинской области на 2022-2026 годы, заключенного между Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области и акционерным обществом «Научно-технический центр Единой энергетической системы Развитие энергосистем».

3. Основными целями разработки СиПР 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.

4. Задачами формирования СиПР Челябинской области являются:

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

2) 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;

3) недопущение ограничения пропускной способности электрических сетей энергосистемы Челябинской области;

4) обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Челябинской области;

5) обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

6) 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;

7) разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше в рамках энергосистемы Челябинской области на период 2022-2026 годов для обеспечения надежности функционирования указанной энергосистемы в долгосрочной перспективе;

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

9) информационное обеспечение деятельности органов государственной власти Челябинской области при реализации полномочий соответствующих органов в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктур отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.

5. СиПР Челябинской области сформированы с учетом:

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

2) Энергетической стратегии России на период до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р;

3) проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы;

4) схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2021-2025 годы, утвержденной распоряжением Губернатора Челябинской области от 30.04.2020 г. № 434-р «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2021-2025 годы»;

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

6) документов территориального планирования Челябинской области и муниципальных образований Челябинской области;

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

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

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

10) схем внешнего электроснабжения потребителей, которые будут реализованы в период до 2026 года (при наличии);

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

12) предложений АО «СО ЕЭС» 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;

13) 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;

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

15) прогноза социально-экономического развития Челябинской области на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики;

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

17) 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;

18) 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;

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

6. СиПР 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 по региональным энергорайонам и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Челябинской области, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями;

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

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

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

иные сведения перспективного развития электроэнергетики Челябинской области.

7. СиПР Челябинской области подлежит к использованию в качестве:

1) основы для разработки схем выдачи мощности электростанций, расположенных на территории Челябинской области;

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

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

## I. Характеристика Челябинской области

### 8. Общая характеристика Челябинской области.

Челябинская область входит в состав Уральского Федерального округа. Площадь территории Челябинской области составляет 88529 кв. километров (0,52 процента от площади территории Российской Федерации).

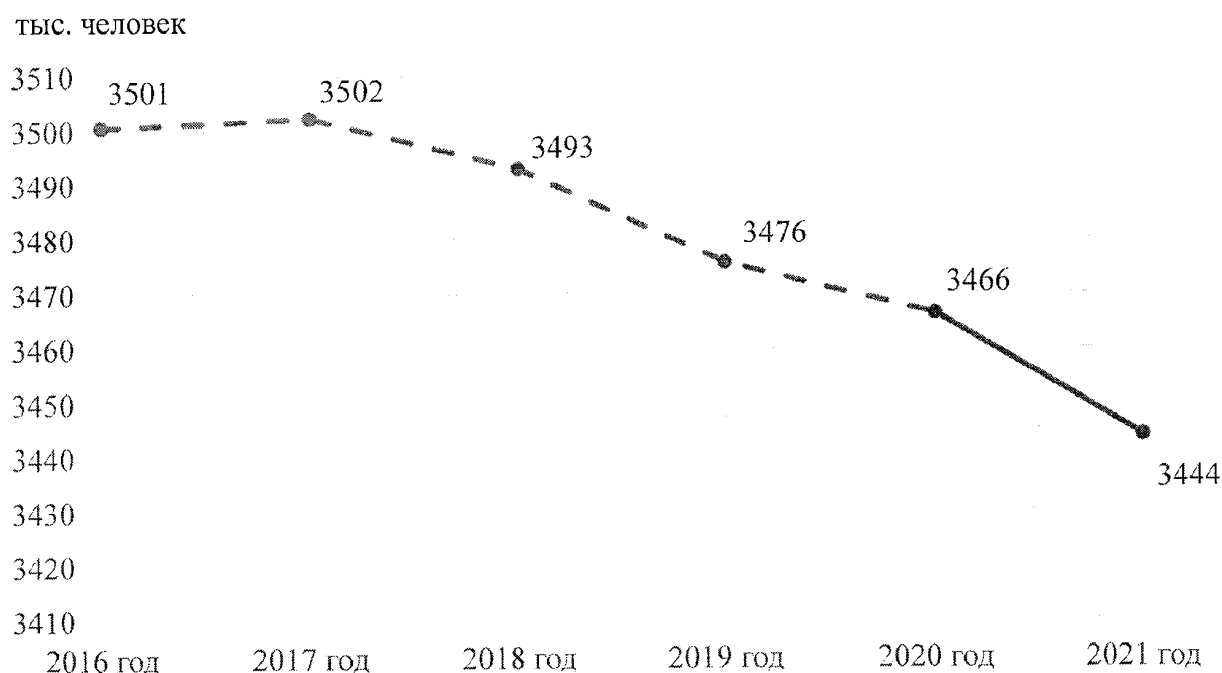
В состав Челябинской области входят следующие муниципальные образования: 15 городских округов, 1 городской округ с внутригородским делением, 27 муниципальных районов, 27 городских поселений, 7 внутригородских районов, 242 сельских поселения. Трехгорный, Озерский и Снежинский городские округа имеют статус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

Численность населения Челябинской области по состоянию на 1 января 2021 года (по предварительной оценке на основе данных территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Челябинской области (Челябинскстат), <http://chelstat.gks.ru>) составляет 3444,025 тыс. человек, из которых в городах проживает 2848,333 тыс. человек (82,7 процента от общей численности населения), в сельской местности – 595,692 тыс. человек (17,3 процента от общей численности населения).

Динамика изменения численности населения Челябинской области за период с 2016 по 2021 годы представлена на рисунке 1.

Рисунок 1

Динамика изменения численности населения  
Челябинской области за период с 2016 по 2021 годы



9. С 2017 года и по настоящий момент наблюдается устойчивое снижение численности населения Челябинской области. За период с 2017 года по 1 января 2021 года численность населения Челябинской области снизилась на 58,292 тыс. человек.

Наиболее крупными населенными пунктами являются города (численность населения представлена по состоянию на 1 января 2020 года):

Челябинск – 1196,680 тыс. человек;

Магнитогорск – 413,253 тыс. человек;

Златоуст – 163,919 тыс. человек;

Миасс – 151,472 тыс. человек;

Копейск – 147,634 тыс. человек.

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

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

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

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

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

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

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

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

## 10. Общая характеристика энергосистемы Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области входит в объединенную энергосистему Урала и обслуживает территорию Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области включает в себя следующие энергорайоны:

Ашинский энергорайон;

Еманжелинский энергорайон;

Златоустовско-Миасский энергорайон;

Карталинский энергорайон;

Магнитогорский энергорайон;

Северный энергорайон;

Троицкий энергорайон;

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

Ниже приведен перечень объектов энергосистемы Челябинской области:

Ашинский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I, II цепь;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская I, II цепь с отпайками; ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская с отпайкой на ПС 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 энергорайон входят следующие основные объекты:

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

Еманжелинский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Еманжелинка с отпайками (граница по Южноуральской ГРЭС);

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Казачья;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Красногорка с отпайкой на ПС Красноселка-т (граница по Южноуральской ГРЭС);

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская;

ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т;

ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I и II цепь с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково).

В Еманжелинский энергорайон входят следующие основные объекты:

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

Златоустовско-Миасский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская;

ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;

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

В Златоустовско-Миасский энергорайон входят следующие основные объекты:

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

Карталинский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

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

В Карталинский энергорайон входят следующие основные объекты:

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

Магнитогорский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская;  
 ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС;  
 ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС;  
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1, 2;

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

ВЛ 110 кВ Агаповская – СПП;

ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – Красная Горка с отпайками;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – Магнитная с отпайкой на ПС Буранная;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – СПП 1, 2 цепь;

ВЛ 110 кВ ПС 90 – Субутак-т;

ВЛ 110 кВ Смеловская – Ново-Абзаково-т с отпайкой на ПС Баймово;

ВЛ 110 кВ Смеловская – Укшук-т с отпайками.

В Магнитогорский энергорайон входят следующие основные объекты:

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

Северный энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная;

ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская;

ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Шагол – Аргаяш с отпайками;

ВЛ 110 кВ Шагол – Заварухино.

В Северный энергорайон входят следующие основные объекты:

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

Троицкий энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т;

ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т;

ВЛ 110 кВ Красная Горка – Березинская, АТГ-1, АТГ-2, АТ-3 Троицкой ГРЭС (граница по СШ 110 кВ).

В Троицкий энергорайон входят следующие основные объекты:

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

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;  
 КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;  
 ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1;  
 ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2;  
 ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская;  
 ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол;  
 ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная;  
 ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС

Исаково;

ВЛ 110 кВ Козырево – Алакуль-т с отпайкой на ПС Пивкино-т;  
 ВЛ 110 кВ Козырево – Чернявская-т;  
 ВЛ 110 кВ Шагол – Аргаяш с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Шагол – Заварухино;  
 ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Исаково – Бутаки с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино I цепь с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Исаково – Коркино II цепь с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Исаково – Синеглазово-т с отпайкой на ПС Смолинский

карьер;

ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 км.

В Челябинский энергорайон входят следующие основные объекты:

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

В Челябинский энергорайон в том числе входят следующие энергорайоны:

Сосновский энергорайон;  
 энергорайон ЧТЭЦ-4;  
 энергорайон ЧТЭЦ-1;  
 Металлургический энергорайон;  
 энергорайон ЧЭМК.

Сосновский энергорайон ограничен следующими ВЛ:

КВЛ 110 кВ Исаково - Сосновская I и II цепь с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково);

ВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская (граница по ПС 500 кВ Шагол);

КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками (граница по ПС 500 кВ Шагол).

В Сосновский энергорайон входят следующие основные объекты:

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

Энергорайон ЧТЭЦ-4 ограничен следующими ВЛ:

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (граница по ПС 500 кВ Шагол);

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками (граница по ПС 500 кВ Шагол);

ВЛ 110 кВ Шагол – Аэродромная;

ВЛ 110 кВ Шагол – СЗК;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I и II цепь.

В энергорайон ЧТЭЦ-4 входят следующие основные объекты:

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

Энергорайон ЧТЭЦ-1 ограничен следующими ВЛ:

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

ВЛ 110 кВ Исаково – Гранитная с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково);

ВЛ 110 кВ Исаково – Челябинская ТЭЦ-1 с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково);

ВЛ 110 кВ Исаково – Еткуль с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково);

ВЛ 110 кВ Исаково – Ю. Копи с отпайками (граница по ПС 220 кВ Исаково);

ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I и II цепь.

В энергорайон ЧТЭЦ-1 входят следующие основные объекты:

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

Металлургический энергорайон ограничен следующими ВЛ:

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (граница по ПС 220 кВ Новометаллургическая);

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (граница по ПС 220 кВ Новометаллургическая);

ВЛ 220 кВ Шагол - Каштак I и II цепь с отпайкой на ПС Очистные сооружения (граница по ПС 220 кВ Каштак);

ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I и II цепь с отпайкой на ПС ГПП-9 (граница по ПС 500 кВ Козырево);

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная;

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

В Metallургический энергорайон входят следующие основные объекты:

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

Энергорайон ЧЭМК ограничен следующими ВЛ:

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

ВЛ 220 кВ Шагол - Цинковая-220;

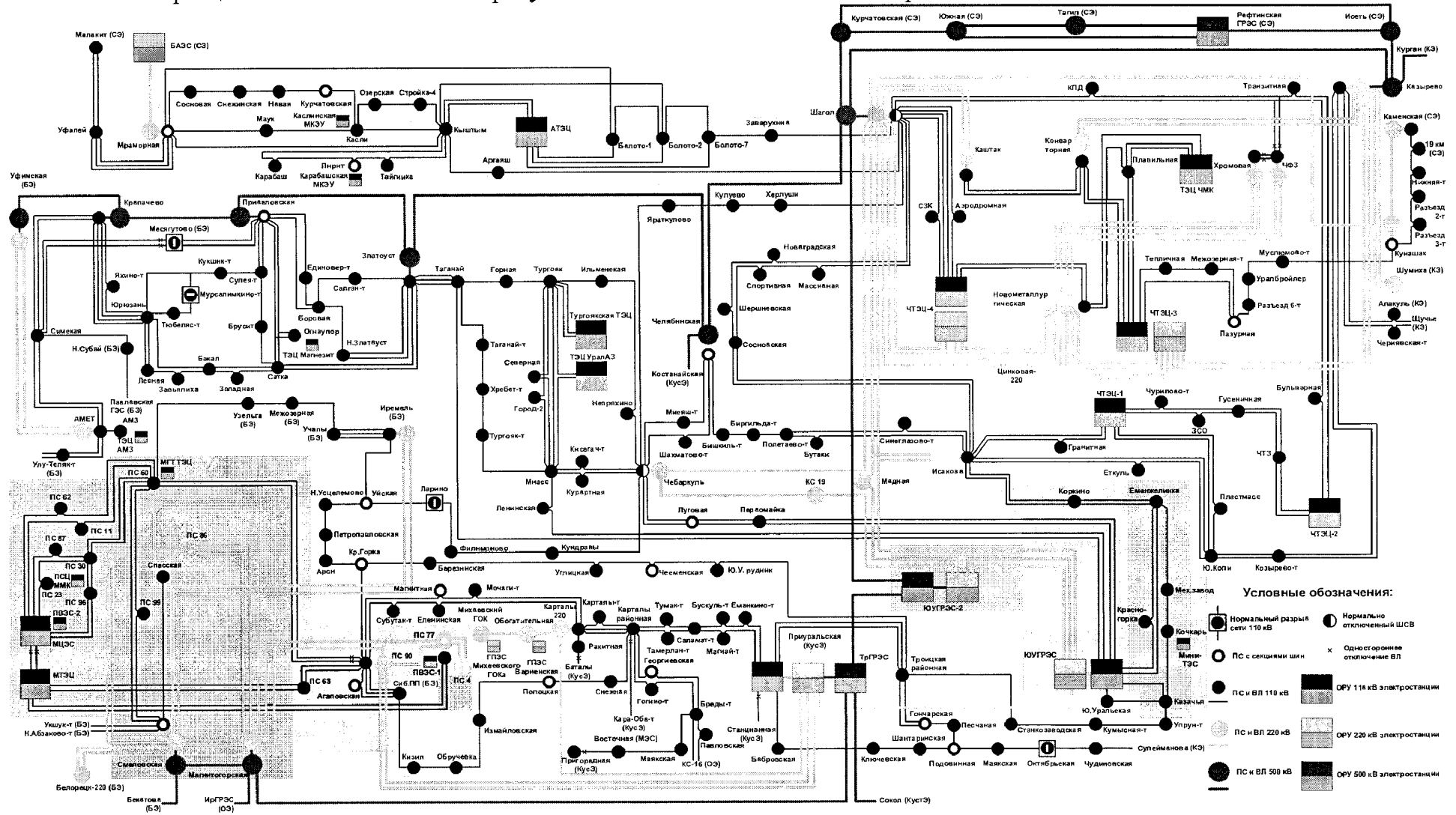
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I и II цепь.

В энергорайон ЧЭМК входят следующие основные объекты:

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

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

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



## 11. Информация по генерирующим компаниям Челябинской области.

На территории Челябинской области представлены следующие основные генерирующие компании:

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

Публичное акционерное общество «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – крупнейшая российская теплогенерирующая компания установленной мощностью 17,6 ГВт.

На территории Челябинской области расположена Троицкая ГРЭС. Установленная мощность генерирующего оборудования Троицкой ГРЭС составляет 836 МВт;

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

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

В состав АО «Интер РАО – Электрогенерация» входит 21 крупнейшая электростанция суммарной установленной мощностью 21,7 ГВт.

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

филиал Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум».

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

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

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

ООО «Перспектива».

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

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

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

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

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

## 12. Информация по электростанциям промышленных предприятий.

На территории Челябинской области функционируют следующие электростанции промышленных предприятий:

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

Магнитогорская ТЭЦ установленной мощностью 300 МВт;

Магнитогорская ЦЭС установленной мощностью 208,77 МВт;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод») имеет в составе ТЭЦ-1 ЗЭМЗ - Энерго установленной мощностью 6 МВт.

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

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

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

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

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

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

ГПЭС Варненская установленной мощностью 77,4 МВт;

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

ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» установленной мощностью 8,6 МВт.

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

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

13. 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 Челябинской области, а также подключение новых потребителей к распределительным электрическим сетям указанной компании.

Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» осуществляет электроснабжение промышленных предприятий и населения Челябинской области. Всего в эксплуатации филиала находится 313 подстанций напряжением 35 - 220 кВ (1 ПС 220 кВ, 186 ПС 110 кВ, 126 ПС 35 кВ). Суммарная установленная трансформаторная мощность на ПС 35 – 220 кВ – 6474,43 МВА.

Суммарная протяженность ЛЭП 110 кВ составляет 7620,1 километра (ВЛ 110 кВ – 7615,17 километра, КЛ 110 кВ – 4,93 километра). Суммарная протяженность ЛЭП 35 кВ составляет 2669,3 километра (ВЛ 35 кВ – 2955,37 километра, КЛ 35 кВ – 13,93 километра). Суммарная протяженность ЛЭП 6-10 кВ составляет 18384 километра, ЛЭП 0,4 кВ – 15951 километр (справочно).

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

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

В зону обслуживания Южно-Уральского ПМЭС входит территория Челябинской области. В эксплуатации Южно-Уральского ПМЭС находятся 2976,988 километра ВЛ и КЛ напряжением 6-500 кВ и 15 подстанций общей трансформаторной мощностью 9663,753 МВА (8 подстанций 500 кВ, 7 подстанций 220 кВ).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

общество с ограниченной ответственностью «Производственная компания «Уралэлектромонтаж» (далее именуется – ООО «ПК «УЭМ»);

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

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

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

Таблица 1

## Сводная информация о ТСО

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |
|--|--|--|--|--|--|--|--|
|  |  | <p>собственности сетевой организации или на ином законном основании, подлежащей раскрытию в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии», осуществляется в соответствии с пунктом 22 перечня сведений, отнесенных к государственной тайне, утвержденного Указом Президента</p> |  |  |  |  |  |
|--|--|--|--|--|--|--|--|

|    |                     |   |  |                       |  |  |  |
|----|---------------------|---|--|-----------------------|--|--|--|
|    |                     | Российской Федерации от 30 ноября 1995 года № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне») |  |                       |  |  |  |
| 3. | АО «Горэлектросеть» | Челябинская область, город Магнитогорск   | ЛЭП 110 кВ – 78,6 километра;<br>ЛЭП 35 кВ - 119 километров;<br>ЛЭП 6-10 кВ - 961,5 километра;<br>ЛЭП 0,4 кВ - 1288,9 километра;<br>трансформаторная мощность подстанций- 1021,99 МВА | www.gesmgn.ru         | Челябинская область, город Магнитогорск, улица Комсомольская, 11/1, корпус 1, тел.: (3519) 29-30-00, ges@magnitka.info | ПС 110 кВ 49<br>ПС 110 кВ 98<br>ПС 110 кВ 99   | ПС 35 кВ 44<br>ПС 35 кВ 48<br>ПС 35 кВ 58<br>ПС 35 кВ 89 |
| 4. | АО «Трансэнерго»    | Челябинская область, город Снежинск   | длина ЛЭП общая - 778,397 километра;<br>трансформаторная мощность подстанций - 401,808 МВА   | www.oaotransenergo.ru | Челябинская область, город Снежинск, улица Транспортная, 44, а/я 575, тел.: (35146) 9-24-27, transen@ao-te.ru          | ПС 110 кВ Снежинская<br>ПС 110 кВ Курчатовская<br>ПС 110 кВ Светлая<br>ПС 110 кВ Сосновая<br>ПС 110 кВ Новая | нет  |
| 5. | АО «Электросеть»    | Челябинский городской округ с внутригородским   | длина ЛЭП общая - 73,1 километра, в том числе  | www.zaoelektroset.ru  | Кемеровская область, город Между-  | ПС 110 кВ ЗМЗ-3<br>ПС 110 кВ   | ПС 35 кВ ГПП-1<br>ПС 35 кВ                               |

|    |               |  |   |                |   |   |        |
|----|---------------|--|---|----------------|---|---|--------|
|    |               | делением:<br>город Челябинск,<br>Златоустовский<br>городской округ:<br>город Златоуст,<br>Чебаркульский<br>городской округ:<br>город Чебаркуль | ЛЭП 110 кВ -<br>23,48 километра;<br>ЛЭП 35 кВ -<br>7,87 километра;<br>ЛЭП 6-10 кВ -<br>16,74 километра;<br>ЛЭП 0,4 кВ -<br>24,92 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстанций<br>1681,44 МВА |                | реченск,<br>проезд<br>Горького, 25,<br>тел.:<br>+7 (384) 753-<br>20-89<br>info@<br>zaoelektroset.ru | ЗМЗ-4<br>ПС 110 кВ<br>ЗМЗ-6<br>ПС 110 кВ<br>Гранит<br>ПС 110 кВ<br>Компрессорная<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-2<br>ПС 110 кВ<br>Плавильная<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-4<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-5<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-6<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-7<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-12<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-13<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-14<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-16 | ГПП-17 |
| 6. | АО «ЭСК ЧТПЗ» | Челябинская область,<br>город Челябинск,<br>Ленинский район  | длина ЛЭП общая -<br>65,2 километра, в том<br>числе:<br>ЛЭП 35 кВ -<br>4,07 километра;<br>ЛЭП 6 кВ -  | www.eskchel.ru | Челябинская<br>область, город<br>Челябинск,<br>улица<br>Машиностро-<br>ителей, 21,                  | ПС 110 кВ<br>ГПП-1<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-2<br>ПС 110 кВ<br>ГПП-3  | нет    |

|    |                 |  |  |  |   |                       |     |
|----|-----------------|--|--|--|---|-----------------------|-----|
|    |                 |  | 52,01 километра;<br>ЛЭП 0,4 кВ -<br>9,12 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстанций<br>110 кВ - 286 МВА;<br>трансформаторная<br>мощность ТП 6 кВ -<br>7,8 МВА |  | тел.: +7 (351)<br>259-03-76, +7<br>(351) 255-77-<br>99, Vladimir.<br>Belkov@<br>chelpipe.ru   |                       |     |
| 7. | ММПКХ           | Челябинская область,<br>город Озерск   | длина линий<br>электропередач,<br>всего -<br>923,925 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстанций<br>171,403 МВА  | <a href="http://www.ozerskres.ru">www.ozerskres.ru</a> | Челябинская<br>область, город<br>Озёрск, улица<br>Матросова, 44,<br>тел.: +7 (351-<br>30) 4-67-74,<br>all_in<br>@ozerskres.ru                               | ПС 110 кВ<br>Озерская | нет |
| 8. | МУП<br>«КОММЕТ» | Челябинская область,<br>город Челябинск,<br>Металлургический<br>район, в пределах<br>границ улиц: Пети<br>Калмыкова,<br>Б. Хмельницкого,<br>Вишнегорская,<br>Сталеваров,<br>Хлебозаводская,<br>Северный луч,<br>Аральская,<br>Измайловская,<br>поселок Першино,<br>поселок Каштак<br>(улица Кишиневская, | подстанции 110 кВ -<br>1 штука, подстанции<br>6-10 кВ - 191 штука.<br>Длина ЛЭП общая -<br>724,559 километра.  | <a href="http://www.kommet74.ru">www.kommet74.ru</a>   | Челябинская<br>область, город<br>Челябинск,<br>улица<br>Обухова, 11,<br>тел.: +7 (351)<br>248-84-59, +7<br>(900) 079-05-<br>09,<br>mup.kommet@<br>yandex.ru | ПС 110 кВ<br>Першино  | нет |

|     |                                     |  |  |   |  |     |     |
|-----|-------------------------------------|--|--|---|--|-----|-----|
|     |                                     | улица Лазурная,<br>пер. Хвойный,<br>пер. Боровой).<br>Челябметрострой –<br>Калининский район,<br>47 мкрн – район<br>Парковый,<br>Краснопольский<br>проспект - район<br>Парковый, улица<br>Чоппа – Тракторо-<br>заводский район.<br>Поселок Фатеевка,<br>поселок Аэропорт |  |   |  |     |     |
| 9.  | МУП «ГУК»                           | Челябинская область,<br>Миасский городской<br>округ, город Миасс   | общая длина ВЛ -<br>155 километров;<br>общая длина КЛ -<br>387 километров;<br>ТП, РП - 225 штук. | <a href="http://www.mup-guk.ru">www.mup-guk.ru</a>                    | Челябинская<br>область, город<br>Миасс, улица 8<br>Марта, 123,<br>тел.: +7 (3513)<br>54-32-54,<br><a href="mailto:info@esk-74.ru">info@esk-74.ru</a>                       | нет | нет |
| 10. | МУП «МПОЭ»<br>города<br>Трехгорного | Челябинская область,<br>Трехгорный<br>городской округ,<br>город Трехгорный   | центров питания<br>35 кВ и выше нет  | <a href="http://energo.trekhgorny.ru">http://energo.trekhgorny.ru</a> | Челябинская<br>область, город<br>Трехгорный,<br>улица<br>Маршала<br>Жукова, 1а,<br>тел.: +7<br>(35191) 6-20-<br>61, <a href="mailto:energo@atlint.ru">energo@atlint.ru</a> | нет | нет |
| 11. | МУП «ЭТС»                           | Челябинская область,<br>Троицкий городской   | центров питания<br>35 кВ и выше нет  | <a href="http://www.etstr.ru">www.etstr.ru</a>                        | Челябинская<br>область, город  | нет | нет |

|     |                              |   |   |  |  |                        |  |
|-----|------------------------------|---|---|--|--|------------------------|--|
|     |                              | округ:<br>поселок Гончарка,<br>поселок<br>Станционный,<br>поселок Золотая<br>Сопка,<br>поселок ГРЭС |   |  | Троицк, улица<br>Сибирская, 6,<br>тел.: +7<br>(35163) 2-69-<br>29, tr-ets@<br>mail.ru  |                        |  |
| 12. | АО «Вишнево-<br>горский ГОК» | Каслинский<br>муниципальный<br>район:<br>рабочий поселок<br>Вишневогорск                            | длина ЛЭП общая -<br>16,65 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстан-<br>ций - 49,12 МВА   | <a href="http://vishgok.ru/">http://vishgok.ru/</a>  | Челябинская<br>область,<br>Каслинский<br>район,<br>рабочий<br>поселок<br>Вишневогорск,<br>улица Ленина,<br>61,<br>8 (351) 493-41-<br>22<br>gok74@mail.ru | ПС 110 кВ ВРУ          | ПС 35 кВ<br>ГПП-1<br>ПС 35 кВ<br>ГПП-2 |
| 13. | ОАО «ММК-<br>Метиз»          | Челябинская область,<br>город Магнитогорск,<br>Орджоникидзевский<br>район                           | длина ЛЭП общая -<br>29,626 километра, в<br>том числе<br>ЛЭП 110 кВ –<br>1,2 километра;<br>ЛЭП 35 кВ –<br>25,351 километра;<br>ЛЭП 6(10) кВ -<br>3,075 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстан-<br>ций - 286 МВА | <a href="http://www.mmk-metiz.ru">www.mmk-<br/>metiz.ru</a>                                | Челябинская<br>область, город<br>Магнитогорск,<br>улица<br>Метизников, 5,<br>телефон: 8-<br>800-350-28-89,<br>info@mmk-<br>metiz.ru                      | ПС 110 кВ 97<br>(ММЗ)  |  |
| 14. | ОАО «РЖД»<br>(Южно-          | Челябинская область   | длина ЛЭП общая -<br>4834,08 километра; в   | <a href="http://www.rzd.ru/ent/public/ru?STR">http://www.rzd.ru/<br/>ent/public/ru?STR</a> | Челябинская<br>область,  | Южно-<br>Уральская ж/д | -                                      |

|   |  |  |   |   |  |  |
|---|--|--|---|---|--|--|
| <p>Уральская<br/>дирекция по<br/>энергообеспе-<br/>чению –<br/>структурное<br/>подразделение<br/>Трансэнерго -<br/>филиала ОАО<br/>«РЖД»)</p> |  | <p>том числе<br/>ЛЭП 110 кВ –<br/>18 километров;<br/>ЛЭП 35 кВ –<br/>38 километров;<br/>ЛЭП 6(10) кВ -<br/>2115,36 километра;<br/>ЛЭП 0,4 кВ -<br/>2662,72 километра;<br/>трансформаторная<br/>мощность подстан-<br/>ций - 2191,28 МВА</p> | <p>UCTURE_ID=<br/>5185&amp;layer_id=<br/>5554&amp;refererLayer<br/>Id=5554&amp;id=145#<br/>47</p> | <p>город<br/>Челябинск,<br/>улица<br/>Троицкий<br/>тракт, дом 22а,<br/>тел.:<br/>+7 (351) 268-<br/>44-30<br/>hq-asek@<br/>surw.ru</p> | <p>ПС 110 кВ<br/>Ай-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Бердяуш-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Биргильда-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Бишкиль-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Бреды-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Гогоино-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Гумбейка,<br/>ПС 110 кВ<br/>Дубровка-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Единовер-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Еманжелинск-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Золотая<br/>сопка-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Карталы-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Кисегач-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Козырево-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Красноселка-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Кукшик-т,<br/>ПС 110 кВ</p> |  |
|---|--|--|---|---|--|--|

|  |  |  |  |  |  |   |  |
|--|--|--|--|--|--|---|--|
|  |  |  |  |  |  | Кумысная-т,<br>ПС 110 кВ<br>Магнито-<br>горск-т,<br>ПС 110 кВ<br>Межозерная-т,<br>ПС 110 кВ<br>Мисяш-т,<br>ПС 110 кВ<br>Мочаги-т,<br>ПС 110 кВ<br>Мурсалим-<br>кино-т,<br>ПС 110 кВ<br>Муслюмово-т,<br>ПС 110 кВ<br>Нижняя-т,<br>ПС 110 кВ<br>Полетаево-т,<br>ПС 110 кВ<br>Разъезд 2-т,<br>ПС 110 кВ<br>Разъезд 3-т,<br>ПС 110 кВ<br>Разъезд 6-т,<br>ПС 110 кВ<br>Саламат-т,<br>ПС 110 кВ<br>Салган-т,<br>ПС 110 кВ<br>Синеглазово-т,<br>ПС 110 кВ<br>Смолино-т,<br>ПС 110 кВ |  |
|--|--|--|--|--|--|---|--|

|  |  |  |  |  |  |  |  |
|--|--|--|--|--|--|--|--|
|  |  |  |  |  |  | Субутак-т,<br>ПС 110 кВ<br>Сулея-т,<br>ПС 110 кВ<br>Таганай-т,<br>ПС 110 кВ<br>Тамерлан-т,<br>ПС 110 кВ<br>Тумак-т,<br>ПС 110 кВ<br>Тундуш-т,<br>ПС 110 кВ<br>Тургояк-т,<br>ПС 110 кВ<br>Тюбеляс-т,<br>ПС 110 кВ<br>Упрун-т,<br>ПС 110 кВ<br>Усть-Катав-т,<br>ПС 110 кВ<br>Хребет-т,<br>ПС 110 кВ<br>Челябинск<br>Главный-т,<br>ПС 110 кВ<br>Челябинск<br>Южный-т,<br>ПС 110 кВ<br>Чернявская-т,<br>ПС 110 кВ<br>Чурилово-т,<br>ПС 110 кВ<br>Шахматово-т,<br>ПС 110 кВ |  |
|--|--|--|--|--|--|--|--|

|     |              |  |  |               |   |   |     |
|-----|--------------|--|--|---------------|---|---|-----|
|     |              |  |  |               |   | <p>Яхино-г.<br/>Куйбышевская<br/>железная<br/>дорога:<br/>ТПС 110 кВ<br/>Симская,<br/>ТПС 110 кВ<br/>Аша,<br/>ТПС 110 кВ<br/>Миньяр,<br/>ТПС 110 кВ<br/>Ерал.</p> <p>Прочие тяговые<br/>ПС:<br/>ПС 110 кВ<br/>Бускуль-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Еманкино-т,<br/>ПС 110 кВ<br/>Магнай-т</p> |     |
| 15. | ООО «АТЭК74» | <p>Челябинская область,<br/>город Челябинск:<br/>Курчатовский район,<br/>Центральный район,<br/>Ленинский район;<br/>Красноармейский<br/>муниципальный район</p> | <p>подстанций и РП<br/>35 кВ и выше нет,<br/>длина ЛЭП,<br/>всего -<br/>21,17 километра,<br/>трансформаторная<br/>мощность<br/>подстанций, всего -<br/>16,57 МВА</p> | www.атэк74.рф | <p>Челябинская<br/>область, город<br/>Челябинск,<br/>улица<br/>Аношкина, 12,<br/>нежилое<br/>помещение 8<br/>(офис 402),<br/>тел.: +7 (351)<br/>778-65-59, +7<br/>(351) 223-85-<br/>45, +7 (919)<br/>123-85-45,</p> | нет   | нет |

|     |  |  |   |   |  |  |     |
|-----|--|--|---|---|--|--|-----|
|     |  |  |   |   | ooo.atk74@gmail.com  |  |     |
| 16. | ООО «Златэнерготелеком»                  | в зоне деятельности нет населенных пунктов | подстанций и РП 35 кВ и выше нет  | <a href="http://zlattelekom.ru">http://zlattelekom.ru</a>   | Челябинская область, город Златоуст, Площадь III Интернационала, тел.: +7 (912) 403-22-75, +7 (912) 478-52-88, zlattelekom@mail.ru | нет                                    | нет |
| 17. | ООО «ИБК»                                | Челябинская область, город Миасс           | подстанций и РП 35 кВ и выше нет  | <a href="http://www.ibkmiass.ru">www.ibkmiass.ru</a>  | Челябинская область, город Миасс, проспект Макеева, 54, тел.: +7 (3513) 29-88-35, ibc_miass@mail.ru                                | нет                                    | нет |
| 18. | ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания» | Каслинский район: город Касли              | длина ЛЭП общая - 42,193 километра; в том числе ЛЭП 110 кВ - 1,22 километра; ЛЭП 10 кВ - 40,308 километра; ЛЭП 0,4 кВ - 0,665 километра; трансформаторная | <a href="https://kaslienergo.ru/potrebityam/raskrytie-informacii-v-sootvetstvii-s-postanovleniem-pravitelstva-ot-21-01-2004-24/">https://kaslienergo.ru/potrebityam/raskrytie-informacii-v-sootvetstvii-s-postanovleniem-pravitelstva-ot-21-01-2004-24/</a> | Челябинская область, город Касли улица Советская, 68, тел.: 8 (35149) 2-23-59 kasli22359@mail.ru                                   | ПС 110 кВ<br>Машино-строительный завод | нет |

|     |             |  |  |  |  |                        |   |
|-----|-------------|--|--|--|--|------------------------|---|
|     |             |  | мощность подстанций - 56,396 МВА   |  |  |                        |   |
| 19. | ООО «КЕММА» | город Челябинск:<br>промзона ЧМК,<br>Миасский городской округ:<br>город Миасс  | длина ЛЭП, всего 22,79 километра, в том числе<br>110 кВ - 5,28 километра,<br>6 (10) кВ - 17,51 километра;<br>трансформаторная мощность подстанций 32 МВА | <a href="http://www.kemma.ru">www.kemma.ru</a> | Челябинская область,<br>город Челябинск,<br>улица Мраморная, 26, тел.: +7 (351) 216-50-10<br><a href="mailto:info@kemma.ru">info@kemma.ru</a>                            | ПС 110 кВ<br>Оргстекло | нет   |
| 20. | ООО «МСК»   | Челябинская область,<br>город Магнитогорск:<br>поселок Звездный,<br>территория возле ТЦ «Дом» в 145 микрорайоне,<br>территория возле ТРК «Континент»,<br>территория возле ТРЦ «Гостинный двор», 134 микрорайон,<br>территория завода ООО «ЗЖБИ-500»,<br>территория возле насосной станции в районе станции Магнитка,<br>в районе дома 94 по улице Кирова,<br>в районе дома 15 по | 2 ПС 35 кВ суммарной установленной трансформаторной мощностью 8 МВА,<br>34 ТП 6-10 кВ суммарной установленной трансформаторной мощностью 55,58 МВА       | <a href="http://magsk.ru">http://magsk.ru</a>  | Челябинская область,<br>город Магнитогорск,<br>улица Гагарина, дом 50, тел.: 8 (3519) 21-26-11<br><a href="mailto:msk-magnitogorsk@mail.ru">msk-magnitogorsk@mail.ru</a> | нет                    | ПС 35 кВ<br>Песчаный карьер<br>ПС 35 кВ<br>УПТК |

|     |                   |  |  |  |  |     |     |
|-----|-------------------|--|--|--|--|-----|-----|
|     |                   | <p>Белорецкому шоссе; песчаный карьер в поселке Раздолье Агаповского муниципального района;</p> <p>город Челябинск: в границах улицы Братьев Кашириных, улицы Молодогвардейцев, Набережной реки Миасс, улицы Чичерина в Калининском и Центральном районах города Челябинска, I-III микрорайоны;</p> <p>город Озерск район улицы Дзержинского (территория вблизи ТРК «Фестиваль»)</p> |  |  |  |     |     |
| 21. | ООО «Металлстрой» | <p>город Челябинск: поселок Смолино, Советский район, Курчатовский район, Тракторозаводский район;</p> <p>Чебаркульский муниципальный район: поселок Малково,</p>  | <p>подстанций и РП 35 кВ и выше нет, трансформаторная мощность подстанций 6-10 кВ всего - 17,865 МВА</p> | <p><a href="https://sk-metallstroy.jimdo.com/">https://sk-metallstroy.jimdo.com/</a></p> | <p>Челябинская область, город Челябинск, улица 1-ая Потребительская, 17, тел.: +7 (919) 123-29-83, +7 (351) 260-96-51,</p> | нет | нет |

|     |                                |   |   |  |   |                                    |     |
|-----|--------------------------------|---|---|--|---|------------------------------------|-----|
|     |                                | село Непряхино,<br>город Чебаркуль,<br>улица Дзержинского;<br>Сосновский<br>муниципальный<br>район:<br>поселок Томино,<br>поселок Кременкуль  |   |  | sk-metallstroy<br>@mail.ru  |                                    |     |
| 22. | ООО<br>«Механический<br>завод» | Челябинская область,<br>Еманжелинский<br>муниципальный<br>район,<br>Зауральское<br>городское поселение  | длина ЛЭП,<br>всего - 23,54 кило-<br>метра, в том числе<br>110 кВ - 12,6 кило-<br>метра;<br>трансформаторная<br>мощность<br>подстанции, всего -<br>32 МВА   | <a href="http://mz-energo.ru/">http://mz-<br/>energo.ru/</a> | Челябинская<br>область,<br>поселок<br>Зауральский,<br>улица Труда,<br>1А, тел.: +7<br>(351) 211-65-<br>16                           | ПС 110 кВ<br>Механический<br>завод | нет |
| 23. | ООО «ОЭСК-<br>Челябинск»       | Чебаркульский<br>городской округ:<br>город Чебаркуль;<br>Кыштымский<br>городской округ:<br>город Кыштым;<br>Аргаяшский<br>муниципальный<br>район:<br>поселок Увильды;<br>Красноармейский<br>муниципальный<br>район:<br>поселок Береговой;<br>город Челябинск:<br>Металлургический | длина линий<br>электропередач, всего<br>30,57 километра,<br>в том числе 35 кВ -<br>4,13 километра,<br>6(10) кВ -<br>18,02 километра,<br>0,4 кВ - 8,42 кило-<br>метра; трансфор-<br>маторная мощность<br>подстанций всего -<br>63,85 МВА | <a href="http://oesk74.ru/">http://oesk74.ru/</a>            | Челябинская<br>область, город<br>Челябинск,<br>улица<br>Тагильская,<br>32а, тел.: +7<br>(351) 248-64-<br>84, oesk2011<br>@yandex.ru | нет                                | нет |

|     |                      |  |   |   |  |  |  |
|-----|----------------------|--|---|---|--|--|--|
|     |                      | район,<br>Советский район,<br>Центральный район,<br>Ленинский район,<br>Тракторозаводский район,<br>Калининский район<br>Курчатовский район  |   |   |  |  |  |
| 24. | ООО<br>«ПРОДВИЖЕНИЕ» | Челябинский<br>городской округ с<br>внутригородским<br>делением:<br>город Челябинск в<br>границах улицы<br>Братьев Кашириных<br>(дома 85а, 85б, 87а),<br>улицы<br>Молодогвардейцев<br>(дом 2а),<br>Сосновский<br>муниципальный<br>район,<br>Аргаяшский<br>муниципальный<br>район;<br>Миасский городской<br>округ:<br>город Миасс;<br>Ашинский<br>муниципальный<br>район:<br>город Сим,<br>село Бьянка, | длина ЛЭП общая -<br>259,33 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстан-<br>ций - 365,24 МВА | <a href="https://prodvizhenie174.ru/">https://prodvizhenie174.ru/</a> | Челябинская<br>область, город<br>Челябинск,<br>улица Героев<br>Танкограда,<br>дом 33, тел.:<br>+7 (351) 724-<br>18-35,<br>info@<br>prodvi-<br>zhenie174.ru | ПС 110 кВ<br>Тальковая,<br>ПС 110 кВ<br>Обжиговая,<br>ПС 110 кВ<br>Шахтная,<br>ПС 110 кВ<br>Сидеритовая,<br>ПС 110 кВ<br>УЗРМО | ГПП 35 кВ<br>«ТРУ»,<br>ПС 35 кВ<br>МИЗ,<br>ГПП 35 кВ<br>«Агрегат»,<br>ПС 35 кВ<br>Объеди-<br>ненный<br>рудник,<br>ПС 35 кВ<br>Иркускан,<br>ПС 35 кВ<br>Ахта,<br>ПС 35 кВ<br>Медве-<br>девка,<br>ПС 35 кВ<br>Дормаш,<br>ПС 35 кВ<br>Нижний<br>Уфалей,<br>ПС 35 кВ<br>Черем-<br>шанка, |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
|--|--|--|--|--|--|--|--|
|  |  | <p>поселок Колослейка,<br/>поселок Караганка;<br/>Саткинский<br/>муниципальный<br/>район:<br/>город Бакал;<br/>Кусинский<br/>муниципальный<br/>район:<br/>рабочий поселок<br/>Магнитка,<br/>город Куса,<br/>село Медведевка;<br/>Верхнеуфалейский<br/>городской округ:<br/>город Верхний<br/>Уфалей,<br/>поселок Нижний<br/>Уфалей,<br/>поселок Черемшанка;<br/>Троицкий городской<br/>округ:<br/>город Троицк, улица<br/>Апельбаума, 20;<br/>Кыштымский<br/>городской округ:<br/>город Кыштым;<br/>Коркинский<br/>муниципальный<br/>район:<br/>город Коркино, улица<br/>Керамиков, 36;<br/>Брединский<br/>муниципальный</p> |  |  |  |  | <p>ПС 35 кВ<br/>Черно-<br/>озерка,<br/>ПС 35 кВ<br/>Жирком-<br/>бинат,<br/>ПС 35 кВ<br/>Ксанта,<br/>ПС 35 кВ<br/>Радио-<br/>завод,</p> |
|--|--|--|--|--|--|--|--|

|     |  |  |  |   |   |                                   |                               |
|-----|--|--|--|---|---|-----------------------------------|-------------------------------|
|     |  | район:<br>поселок Бреды,<br>поселок<br>Атамановский;<br>Карталинский<br>муниципальный<br>район:<br>поселок<br>Локомотивный;<br>Магнитогорский<br>городской округ:<br>город Магнитогорск в<br>границах улиц<br>Лазника (дом 37),<br>Агаповское шоссе<br>(дом 4), улица<br>Сталеваров (дом 17/8),<br>шоссе Белорецкое<br>(дом 5, стр. 3) |  |   |   |                                   |                               |
| 25. | ООО<br>«Региональная<br>сетевая<br>компания» | Челябинский<br>городской округ с<br>внутригородским<br>делением:<br>город Челябинск  | длина ЛЭП общая -<br>16,23 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстан-<br>ций - 28,33 МВА  | <a href="http://rgc74.ru/">http://rgc74.ru/</a>         | Челябинская<br>область, город<br>Челябинск,<br>улица Елькина<br>80а, тел.:<br>+7 (351) 255-<br>00-54,<br><a href="mailto:info@rgc74.ru">info@rgc74.ru</a> | ПС 110 кВ<br>Смолинский<br>карьер | нет                           |
| 26. | ООО СК «ЭнР»                                 | Усть-Катавский<br>городской округ:<br>поселок Минка,<br>железнодорожная<br>станция,<br>ДОЛ «Ребьячья   | длина ЛЭП общая -<br>94,72 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстан-<br>ций - 11,205 МВА | <a href="http://enr-katav.ru/">http://enr-katav.ru/</a> | Челябинская<br>область, город<br>Челябинск,<br>улица<br>Энтузиастов<br>11Б, тел.:   | нет                               | ПС 35 кВ<br>«Жил-<br>поселок» |

|     |                           |  |   |   |  |   |                                    |
|-----|---------------------------|--|---|---|--|---|------------------------------------|
|     |                           | Республика»,<br>поселок Малый<br>Бердяш,<br>поселок Вязовая;<br>Катав-Ивановский<br>муниципальный<br>район:<br>город Катав-<br>Ивановск,<br>поселок Совхозный  |   |   | 8-351-472-92-<br>70  |   |                                    |
| 27. | ООО «ТЕХНО-<br>СЕРВИС-ПЭ» | Челябинский<br>городской округ с<br>внутригородским<br>делением:<br>город Челябинск:<br>Ленинский район,<br>Калининский район,<br>Советский район,<br>Тракторозаводский<br>район, Центральный<br>район, Курчатовский<br>район, поселок<br>Новосинеглазово;<br>Коркинский район:<br>город Коркино;<br>Каслинский район:<br>город Касли;<br>Верхнеуфалейский<br>городской округ:<br>город Верхний<br>Уфалей;<br>Кыштымский<br>городской округ: | длина ЛЭП общая -<br>199,946 километра,<br>в том числе 35 кВ -<br>8,1 километра,<br>6(10) кВ -<br>116,68 километра,<br>0,4 кВ - 75,17 кило-<br>метра;<br>трансформаторная<br>мощность<br>подстанций, всего -<br>105,295 МВА | <a href="http://tehnoservis-p.ru/raskryitie-informatsii/">http://tehnoservis-<br/>p.ru/raskryitie-<br/>informatsii/</a> | Челябинская<br>область, город<br>Челябинск,<br>улица<br>Василевского,<br>74, корпус 5,<br>тел.:<br>+7 (351) 225-<br>10-60<br>tech-pe<br>@mail.ru | - | ГПП 35 кВ<br>Силикат-<br>ный завод |

|  |  |  |  |  |  |  |
|--|--|--|--|--|--|--|
|  | <p>город Кыштым;<br/>Карталинский район:<br/>город Карталы;<br/>Верхнеуральский район: город<br/>Верхнеуральск;<br/>Кизильский район:<br/>город Кизил;<br/>Магнитогорский городской округ:<br/>город Магнитогорск;<br/>Златоустовский городской округ:<br/>город Златоуст, село<br/>Веселовка, поселок<br/>Тундуш;<br/>Ашинский район:<br/>город Аша, город<br/>Сим;<br/>Саткинский район:<br/>город Бакал;<br/>Аргаяшский район:<br/>поселок Увильды,<br/>поселок Аргаяш;<br/>Чесменский район:<br/>село Светлое;<br/>Варненский район:<br/>село Новопокровка;<br/>Октябрьский район:<br/>село Октябрьское;<br/>Еткульский район:<br/>село Еткуль;<br/>Кунашакский район:<br/>село Кунашак;</p> |  |  |  |  |  |
|--|--|--|--|--|--|--|

|     |                      |   |   |   |  |     |     |
|-----|----------------------|---|---|---|--|-----|-----|
|     |                      | <p>Сосновский район:<br/>село<br/>Долгодеревенское,<br/>село Кайгородово,<br/>деревня Смольное,<br/>поселок Соколиная<br/>гора;<br/>Чебаркульский район:<br/>поселок<br/>Тимирязевский;<br/>Саткинский район:<br/>поселок Рудничное;<br/>Увельский район:<br/>поселок Каменский;<br/>Уйский район:<br/>село Уйское;<br/>Красноармейский<br/>район:<br/>поселок Петровский;<br/>Троицкий городской<br/>округ:<br/>город Троицк</p> |   |   |  |     |     |
| 28. | ООО<br>«Трансэнерго» | Златоустовский<br>городской округ:<br>город Златоуст  | длина ЛЭП общая -<br>127,42 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстан-<br>ций - 10,745 МВА | <a href="http://transenerg.ru/">http://transenerg.ru/</a> | Челябинская<br>область,<br>город<br>Златоуст,<br>Парковый<br>проезд 1, тел.:<br>+7 (922) 745-<br>19-84, info@<br>transenerg.ru | нет | нет |
| 29. | ООО «УЭСК»           | Магнитогорский<br>городской округ:  | длина ЛЭП общая -<br>41,13 километра,   | <a href="http://uesk74.ru/">http://uesk74.ru/</a>         | Челябинская<br>область, город  | нет | нет |

|     |   |  |  |   |  |  |     |
|-----|---|--|--|---|--|--|-----|
|     |   | город Магнитогорск, Агаповский муниципальный район, Нагайбакский муниципальный район | в том числе 6(10) кВ - 5,79 километра, 0,4 кВ - 35,34 километра; трансформаторная мощность подстанций - 12,1 МВА |   | Магнитогорск, улица Октябрьская, 12, тел.: 8 (351) 933-01-40, uesk74@mail.ru   |  |     |
| 30. | ООО «ЭДС»                                 | Златоустовский городской округ, Миасский городской округ                             | длина ЛЭП общая - 17,5 километра; трансформаторная мощность подстанций - 127,88 МВА                              | <a href="https://zlat-eds.ru/">https://zlat-eds.ru/</a> | Челябинская область, город Златоуст, улица Дворцовая, 6А, тел.: 8 (3513) 67-11-11, дополнительный 51-32 director@zlat-eds.ru | ПС 110 кВ<br>Нижний Златоуст,<br>ПС 110 кВ<br>Горная | нет |
| 31. | ООО «ЭКМ»                                 | Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск              | сети 0,4 кВ  | -   | Челябинская область, город Челябинск, улица Челябинского Рабочего, дом 5   | нет  | нет |
| 32. | ООО «Энерго Сетевая Компания» (ООО «ЭСК») | Челябинская область  | подстанций и РП 35 кВ и выше нет   | -   | Челябинская область, город Челябинск, улица Кирова, дом 5г, тел.: 8 (351) 266-09-32  | нет  | нет |

|     |  |  |  |   |   |                     |   |
|-----|--|--|--|---|---|---------------------|---|
|     |  |  |  |   | titovpa<br>@emsaif.ru   |                     |   |
| 33. | ООО<br>«Электросетевая<br>компания»                | Саткинский<br>муниципальный район                                | длина ЛЭП общая -<br>35,28 километра<br>трансформаторная<br>мощность подстан-<br>ций - 155,8 МВА   | <a href="http://elkompaniya.ru/">http://elkom-<br/>paniya.ru/</a> | Челябинская<br>область,<br>город Сатка,<br>50 лет<br>Октября, 22,<br>тел.:<br>+7 (35161) 4-<br>22-56<br>info@elkompa-<br>niya.ru  | ПС 110 кВ<br>Брусит | ПС 35 кВ<br>Руднич-<br>ная,<br>ПС 35 кВ<br>Заводская,<br>ПС 35 кВ<br>ПС-6,<br>ПС 35 кВ<br>Каменка,<br>ПС 35 кВ<br>Шахтная,<br>ПС 35 кВ<br>ПС-11 |
| 34. | ООО<br>«Энергетическая<br>Компания<br>АЛЬТАИР»     | Катав-Ивановский<br>муниципальный<br>район:<br>город Юрюзань     | длина ЛЭП общая-<br>15,34 километра, в<br>том числе 6(10) кВ -<br>25,62 километра,<br>0,4 кВ - 21,66 кило-<br>метра;<br>трансформаторная<br>мощность подстан-<br>ций - 37,35 МВА | <a href="http://экальтаир.рф/">http://эк-<br/>альтаир.рф/</a>     | Челябинская<br>область,<br>Катав-<br>Ивановский<br>район, город<br>Юрюзань,<br>улица<br>Варганова, 1,<br>корпус 34,<br>тел.:<br>8-800-350-46-<br>23<br>altair.u<br>@mail.ru | нет                 | нет   |
| 35. | ООО<br>«Энергоснабжа-<br>ющая сетевая<br>компания» | Челябинский<br>городской округ с<br>внутригородским<br>делением: | длина ЛЭП общая -<br>121,36 километра, в<br>том числе 6 (10) кВ -<br>58,78 километра,  | <a href="http://www.ensaf.ru">http://www.ensaf.ru</a>             | Челябинская<br>область, город<br>Челябинск,<br>улица  | нет                 | нет   |

|     |                 |  |  |   |  |                                |     |
|-----|-----------------|--|--|---|--|--------------------------------|-----|
|     |                 | город Челябинск:<br>Центральный район,<br>Калининский район,<br>Тракторозаводский район;<br>Сосновский муниципальный район:<br>поселок Залесье,<br>поселок Просторы,<br>поселок Вишневая Горка | 0,4 кВ - 62,58 километра;<br>трансформаторная мощность подстанций - 66,81 МВА  |   | Университетская<br>Набережная,<br>80, офис 41<br>(отдельное крыльцо со стороны дома 76 по улице Университетская Набережная),<br>тел.:<br>+7 (351) 281 05 44,<br>ESK@ensaf.ru |                                |     |
| 36. | ООО «ЭТС»       | Челябинский городской округ с внутригородским делением:<br>город Челябинск:<br>Ленинский район,<br>Советский район   | длина ЛЭП общая - 69,23 километра, в том числе 110 кВ - 4,4 километра,<br>6(10) кВ - 58,86 километра,<br>0,4 кВ - 5,88 километра;<br>трансформаторная мощность подстанций - 80,0 МВА | <a href="http://ets-stmsh.ru/">http://ets-stmsh.ru/</a> | Челябинская область, город Челябинск,<br>улица Енисейская, 8,<br>тел.:<br>+7 (351) 216-96-96,<br>office-ets@konar.ru   | ПС 110 кВ ЗСО<br>ПС 110 кВ РЭД | нет |
| 37. | ООО «Эффект ТК» | Челябинский городской округ с внутригородским делением:<br>город Челябинск:<br>Калининский район,<br>Центральный район,  | длина ЛЭП общая - 201 километр, в том числе<br>6(10) кВ - 76 километров, 0,4 кВ - 125 километров;<br>трансформаторная  | <a href="http://effect-tk.ru/">http://effect-tk.ru/</a> | Челябинская область, город Челябинск,<br>улица Харлова, 3,<br>тел.:<br>8 800 200 66  | нет                            | нет |

|     |           |  |  |  |  |  |   |
|-----|-----------|--|--|--|--|--|---|
|     |           | Советский район,<br>Курчатовский район;<br>Верхнеуфалейский<br>городской округ:<br>поселок Каменушка,<br>поселок Силач,<br>поселок Иткуль,<br>поселок Черемшанка,<br>поселок Нижний<br>Уфалей,<br>город Верхний<br>Уфалей: центральный<br>микрорайон,<br>микрорайон<br>«Спартак»,<br>микрорайон<br>Железнодорожников | мощность подстан-<br>ций - 55 МВА  |  | 56,<br>83512184021<br>@mail.ru   |  |   |
| 38. | ПАО «ММК» | Магнитогорский<br>городской округ:<br>город Магнитогорск;<br>Агаповский<br>муниципальный район   | длина ЛЭП общая -<br>586,3 километра; в<br>том числе<br>ЛЭП 110 кВ и выше -<br>250,56 километра;<br>ЛЭП 35 кВ -<br>121,9 километра;<br>ЛЭП 6-10 кВ -<br>213,84 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстан-<br>ций - 4508,3 МВА | <a href="http://mmk.ru/for_buyers/list_rdv/list_rdv_electro/index.php">http://mmk.ru/for_<br/>buyers/list_rdv/list_<br/>rdv_electro/<br/>index.php</a> | Челябинская<br>область, город<br>Магнитогорск,<br>улица Кирова,<br>93, тел.:<br>+7 (3519) 24-<br>40-09<br>infommk<br>@mmk.ru | ПС 110 кВ 36,<br>ПС 110 кВ 41,<br>ПС 110 кВ 46,<br>ПС 110 кВ 62,<br>ПС 110 кВ 63,<br>ПС 110 кВ 64,<br>ПС 110 кВ 65,<br>ПС 110 кВ 66,<br>ПС 110 кВ 80,<br>ПС 110 кВ 85,<br>ПС 110 кВ 87,<br>ПС 110 кВ 88,<br>ПС 110 кВ 91,<br>ПС 110 кВ 94,<br>ПС 110 кВ 95,<br>ПС 110 кВ 96, | - |

|     |                          |   |   |   |  |   |     |
|-----|--------------------------|---|---|---|--|---|-----|
|     |                          |   |   |   |  | ПС 110 кВ 11,<br>ПС 110 кВ 68,  |     |
| 39. | ПАО «ЧЗПСН - Профнастил» | Челябинский городской округ с внутригородским делением: город Челябинск: Калининский район, Северо-Восточная промзона | длина ЛЭП общая - 16,9 километра, в том числе 6 (10) кВ - 16,3 километра; 0,4 кВ - 0,6 км, трансформаторная мощность подстанций - 68,97 МВА   | <a href="https://стройсистема.рф">https://стройсистема.рф</a> | Челябинская область, город Челябинск, Валдайская, 7, тел.: +7 (499) 550 50 85, sale@profnasteel.ru | ПС 110 кВ<br>Транзитная   | нет |
| 40. | ФГУП «ПСЗ»               | Челябинская область, Трехгорный городской округ, город Трехгорный, промзона ФГУП «ПСЗ»                                | длина ВЛ 110 кВ - 5,418 километра, трансформаторная мощность на ПС 110 кВ - 32 МВА, трансформаторная мощность ТП 10 кВ - 74, 085 МВА  | <a href="http://energo.imf.ru">http://energo.imf.ru</a>       | Челябинская область, город Трехгорный, улица Заречная, 13,   | ПС 110 кВ<br>Лесная   | нет |
| 41. | ФГУП «ПО «Маяк»          | Озерский городской округ, город Озерск, территория промышленной площадки ФГУП «ПО «Маяк»                              | длина линий электропередач, всего 223,6 километра, в том числе 110 кВ - 56,3 километра, 35 кВ - 70,6 километра, 6 (10) кВ - 94,4 километра, 0,4 кВ - 2,4 километра; трансформаторная мощность подстанций - 509,96 МВА | <a href="http://www.pomayak.ru/">http://www.pomayak.ru/</a>   | Челябинская область, город Озерск, пр. Ленина, 31, +7 (35130) 3-31-05 mayak@po-mayak.ru            | ПС 110 кВ<br>Болото-1,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-2,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-4,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-5,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-6,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-7,<br>ПС 110 кВ | -   |

|     |                                |  |  |   |   |  |     |
|-----|--------------------------------|--|--|---|---|--|-----|
|     |                                |  |  |   |   | Болото-9,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-11,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-12,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-13,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-14,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-18,<br>ПС 110 кВ<br>Болото-19 |     |
| 42. | ООО «Донкарб<br>Графит»        | Челябинская область,<br>город Челябинск,<br>Челябинский<br>электродный завод   | длина ЛЭП общая -<br>146,27 километра;<br>трансформаторная<br>мощность подстанций<br>286 МВА | <a href="http://www.epmgroup.ru">www.epmgroup.ru</a>                  | 454038, город<br>Челябинск,<br>улица<br>Мраморная, 16<br><a href="mailto:doncarb@energoprom.ru">doncarb@energoprom.ru</a> | ПС 110 кВ<br>Прогресс №1;<br>ПС 110 кВ<br>Прогресс №2;<br>ПС 110 кВ<br>Прогресс №3   | нет |
| 43. | ООО<br>«МиассЭнерго-<br>Строй» | Миасский городской<br>округ,<br>Карабашский<br>городской округ,<br>Копейский городской<br>округ,<br>село Варна,<br>Южноуральский<br>городской округ,<br>Увельский<br>муниципальный<br>район,<br>Еманжелинский<br>муниципальный | сети 6 (10) - 0,4 кВ   | <a href="http://miassenergostroy.ru/">http://miassenergostroy.ru/</a> | 456300, город<br>Миасс, улица<br>Академика<br>Павлова, 6<br><a href="mailto:mes74@mail.ru">mes74@mail.ru</a>              | нет  | нет |

|     |              |   |  |   |  |           |           |
|-----|--------------|---|--|---|--|-----------|-----------|
|     |              | район,<br>город Карталы<br>Челябинский<br>городской округ<br>Ашинский<br>муниципальный район<br>Саткинский<br>муниципальный район<br>Кусинский<br>муниципальный район<br>Верхнеуфалейский<br>городской округ<br>Троицкий городской округ<br>Кыштымский<br>городской округ<br>Коркинский<br>муниципальный район<br>Брединский<br>муниципальный район<br>Карталинский<br>муниципальный район<br>Магнитогорский<br>городской округ |  |   |  |           |           |
| 44. | ООО ПК «УЭМ» | Челябинская область,<br>Озерский городской округ  | воздушные линии электропередач 6 – 110кВ общей протяженностью - 17388,9 километра, кабельные линии 6 кВ – 15462,5 километра, | <a href="https://pk-uem.ru/">https://pk-uem.ru/</a> | 456783, город Озерск, улица Кыштымская, 11, корпус 5, кабинет 25<br>uem-ozersk@mail.ru | 2 единицы | 2 единицы |

|     |             |  |   |   |  |     |     |
|-----|-------------|--|---|---|--|-----|-----|
|     |             |  | 2 электроподстанции<br>110 кВ,<br>2 электроподстанции<br>35 кВ,<br>21 трансформаторная<br>подстанция 6/0,4 кВ |   |  |     |     |
| 45. | ООО «Терра» | Челябинская область,<br>город Кыштым,<br>город Касли | сети 6 (10) - 0,4 кВ  | <a href="https://terra56.ru/">https://terra56.ru/</a> | 460037, город<br>Оренбург,<br>улица<br>Лагерная, 2а<br><a href="mailto:info@terra56.ru">info@terra56.ru</a>                              | нет | нет |
| 46. | ООО «ЭРГО»  | Челябинская область                                  | сети 6 (10) - 0,4 кВ  | <a href="https://ergo74.ru/">https://ergo74.ru/</a>   | 454085, город<br>Челябинск,<br>проспект<br>Ленина, 2м,<br>помещение 5<br><a href="mailto:7452153220@mail.ru">7452153220@<br/>mail.ru</a> | нет | нет |

14. На территории Челябинской области представлены следующие основные сбытовые компании:

общество с ограниченной ответственностью «Уральская энергосбытовая компания» (далее именуется – ООО «Уралэнергосбыт»);

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ПАО «Фортум»;

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

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

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

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

На территории Челябинской области представлены следующие гарантирующие поставщики:

ООО «Уралэнергосбыт»;

ООО «МЭК».

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

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

Таблица 2

Динамика потребления электроэнергии в Челябинской области  
за последние пять лет

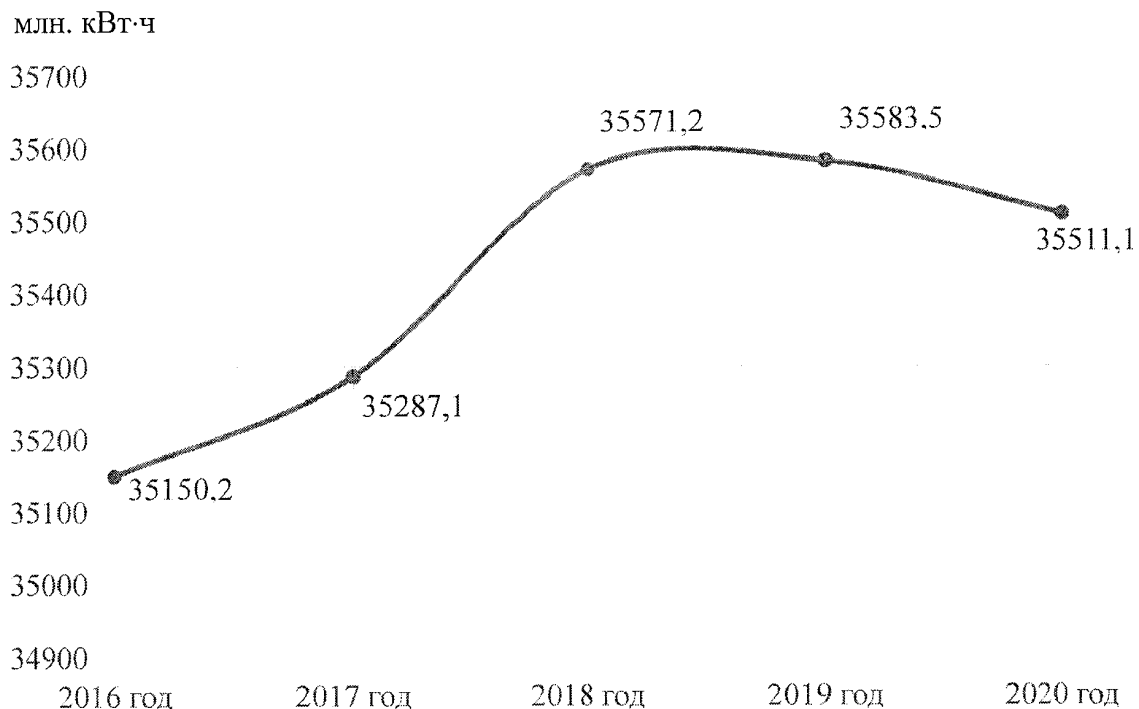
| Наименование показателя                           | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год | Всего<br>за<br>период |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----------------------|
| Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч            | 35150,2     | 35287,1     | 35571,2     | 35583,5     | 35511,1     | -                     |
| Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч | -545,9      | 136,9       | 284,1       | 12,3        | -72,4       | 360,9                 |
| Прирост потребления электроэнергии, процентов     | -1,5        | 0,4         | 0,8         | 0,03        | -0,2        | 1,0                   |

Потребление электроэнергии энергосистемой за 2020 год составило 35511,1 млн. кВт·ч, что на 72,4 млн. кВт·ч, или на 0,2 процента ниже, чем в 2019 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Челябинской области увеличилось на 360,9 млн. кВт·ч, или на 1 процент.

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

Динамика потребления электроэнергии в Челябинской области  
за последние пять лет



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

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

Ведущую роль в структуре электропотребления Челябинской области играют (по итогам 2020 года):

- обрабатывающие производства (54,9 процента);
- потребление населением (9,7 процента);
- потери в электросетях (8,4 процента);
- производство и распределение электроэнергии, газа и воды (8,1 процента);
- транспорт и связь (7,3 процента);
- добыча полезных ископаемых (5,4 процента).

Суммарно данные категории составляют 93,8 процента от общей величины электропотребления Челябинской области.

Таблица 3

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

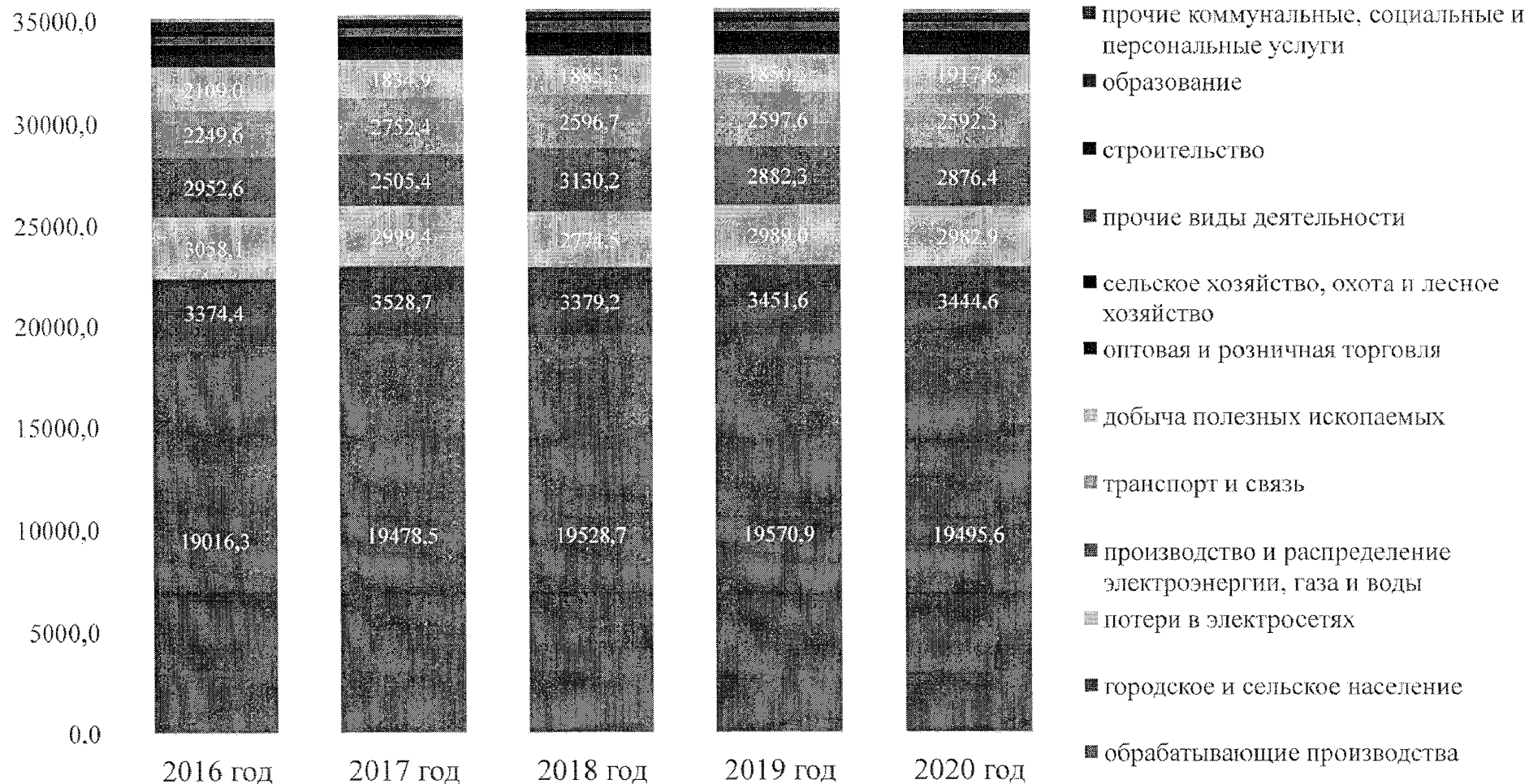
| Показатель                       | 2016 год   |                      | 2017 год      |                      | 2018 год      |                      | 2019 год      |                      | 2020* год     |                      |      |
|----------------------------------|--|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|------|
|                                  | млн.<br>кВт·ч  | процентов к<br>итогу | млн.<br>кВт·ч | процентов к<br>итогу | млн.<br>кВт·ч | процентов к<br>итогу | млн.<br>кВт·ч | процентов к<br>итогу | млн.<br>кВт·ч | процентов к<br>итогу |      |
| Потреблено электроэнергии, всего | 35150,2  | 100                  | 35287,1       | 100                  | 35571,2       | 100                  | 35583,5       | 100                  | 35511,1       | 100                  |      |
| в том числе                      | добыча полезных ископаемых                               | 2109,0               | 6             | 1834,9               | 5,2           | 1885,3               | 5,3           | 1850,3               | 5,2           | 1917,6               | 5,4  |
|                                  | обрабатывающие производства                              | 19016,1              | 54,1          | 19478,5              | 55,2          | 19528,7              | 54,9          | 19570,9              | 55            | 19495,5              | 54,9 |
|                                  | производство и распределение электроэнергии, газа и воды | 2952,6               | 8,4           | 2505,4               | 7,1           | 3130,2               | 8,8           | 2882,3               | 8,1           | 2876,4               | 8,1  |
|                                  | сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство             | 492,1                | 1,4           | 494                  | 1,4           | 498                  | 1,4           | 498,2                | 1,4           | 497,2                | 1,4  |
|                                  | строительство  | 246,1                | 0,7           | 211,7                | 0,6           | 213,4                | 0,6           | 249,1                | 0,7           | 213,1                | 0,6  |
|                                  | оптовая и розничная торговля                             | 632,7                | 1,8           | 670,5                | 1,9           | 640,3                | 1,8           | 640,5                | 1,8           | 639,2                | 1,8  |
|                                  | транспорт и связь  | 2249,6               | 6,4           | 2752,4               | 7,8           | 2596,7               | 7,3           | 2597,6               | 7,3           | 2592,3               | 7,3  |
|                                  | образование  | 246,1                | 0,7           | 247                  | 0,7           | 249                  | 0,7           | 249,1                | 0,7           | 248,6                | 0,7  |
|                                  | здравоохранение и предоставление социальных услуг        | 175,8                | 0,5           | 176,4                | 0,5           | 142,3                | 0,4           | 177,9                | 0,5           | 177,6                | 0,5  |
|                                  | прочие коммунальные, социальные и персональные услуги    | 210,9                | 0,6           | -                    | -             | -                    | -             | -                    | -             | -                    | -    |
|                                  | прочие виды деятельности                                 | 386,7                | 1,1           | 388,2                | 1,1           | 533,6                | 1,5           | 427,0                | 1,2           | 426,1                | 1,2  |
|                                  | городское и сельское население                           | 3374,4               | 9,6           | 3528,7               | 10            | 3379,2               | 9,5           | 3451,6               | 9,7           | 3444,6               | 9,7  |
| потери в электросетях            | 3058,1   | 8,7                  | 2999,4        | 8,5                  | 2774,5        | 7,8                  | 2989,0        | 8,4                  | 2982,9        | 8,4                  |      |

\* Представлена оценочная структура электропотребления по основным группам потребителей в Челябинской области за 2020 год на основании ретроспективных данных.

Рисунок 4

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

млн. кВт·ч



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

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

Таблица 4

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области

| Наименование потребителя                    | Потребление электрической энергии (доля в общем электропотреблении Челябинской области) и мощности, млн. кВт·ч (процентов)/МВт (процентов) |                               |                               |                               |                        |
|---|--|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------------|
|   | 2016 год   | 2017 год                      | 2018 год                      | 2019 год                      | 2020 год               |
| ПАО «ММК»                                   | 7821,9(22,3)/<br>1036(20,3)  | 7815,3(22,1)/<br>1025,3(20,4) | 7905,1(22,2)/<br>1029,1(19,8) | 7957,1(22,4)/<br>1082,7(21,1) | н/д*                   |
| АО «ЧЭМК»                                   | 3534(10,1)/<br>456(8,9)  | 3668(10,4)/<br>464(9,2)       | 3531(9,9)/<br>459(8,8)        | 3320(9,3)/<br>431(8,4)        | н/д*                   |
| ПАО «Челябинский металлургический комбинат» | 2152,3(6,1)/<br>257(5)   | 2102,4(6)/<br>250(5)          | 2042,2(5,7)/<br>248(4,8)      | 1720(4,8)/<br>315(6,1)        | н/д*                   |
| ПАО «Челябинский цинковый завод»            | 757(2,2)/<br>100,8(2)  | 782,9(2,2)/<br>104,6(2,1)     | 804,7(2,3)/<br>108,3(2,1)     | 891,8(2,5)/<br>117,2(2,3)     | н/д*                   |
| ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»      | 267,9(0,8)/<br>49,3(1)   | 271,5(0,8)/<br>50,8(1)        | 257,1(0,7)/<br>46,4(0,9)      | 278,6(0,8)/<br>44,1(0,9)      | н/д*/<br>40,1(0,8)     |
| ФГУП «ПО «Маяк»                             | 329(0,9)/<br>48(0,9)   | 328(0,9)/<br>48,5(1)          | 329(0,9)/<br>48,7(0,9)        | 329,5(0,9)/<br>47,1(0,9)      | н/д*                   |
| ПАО «Ашинский металлургический завод»       | 590,2(1,7)/<br>93,2(1,8)   | 612,1(1,7)/<br>94(1,9)        | 620(1,7)/<br>100,2(1,9)       | 636(1,8)/<br>102,1(2,0)       | 563(1,6)/<br>97,2(1,9) |
| АО «Михеевский ГОК»                         | 762(2,2)/<br>80(1,6)   | н/д*                          | 782(2,2)/<br>128(2,5)         | н/д*                          | н/д*                   |

\* Информация не предоставлена собственником.

17. Динамика изменения максимума нагрузки за последние пять лет.

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

Таблица 5

Динамика изменения максимума нагрузки в Челябинской области за последние пять лет

| Наименование показателя                    | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | За период |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| Собственный максимум нагрузки, МВт         | 5113     | 5032     | 5189     | 5130     | 5179     | 5189      |
| Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт | -45      | -81      | 157      | -59      | 49       | 66        |
| Прирост максимума нагрузки, процентов      | -0,9     | -1,6     | 3,1      | -1,1     | 1,0      | 1,3       |

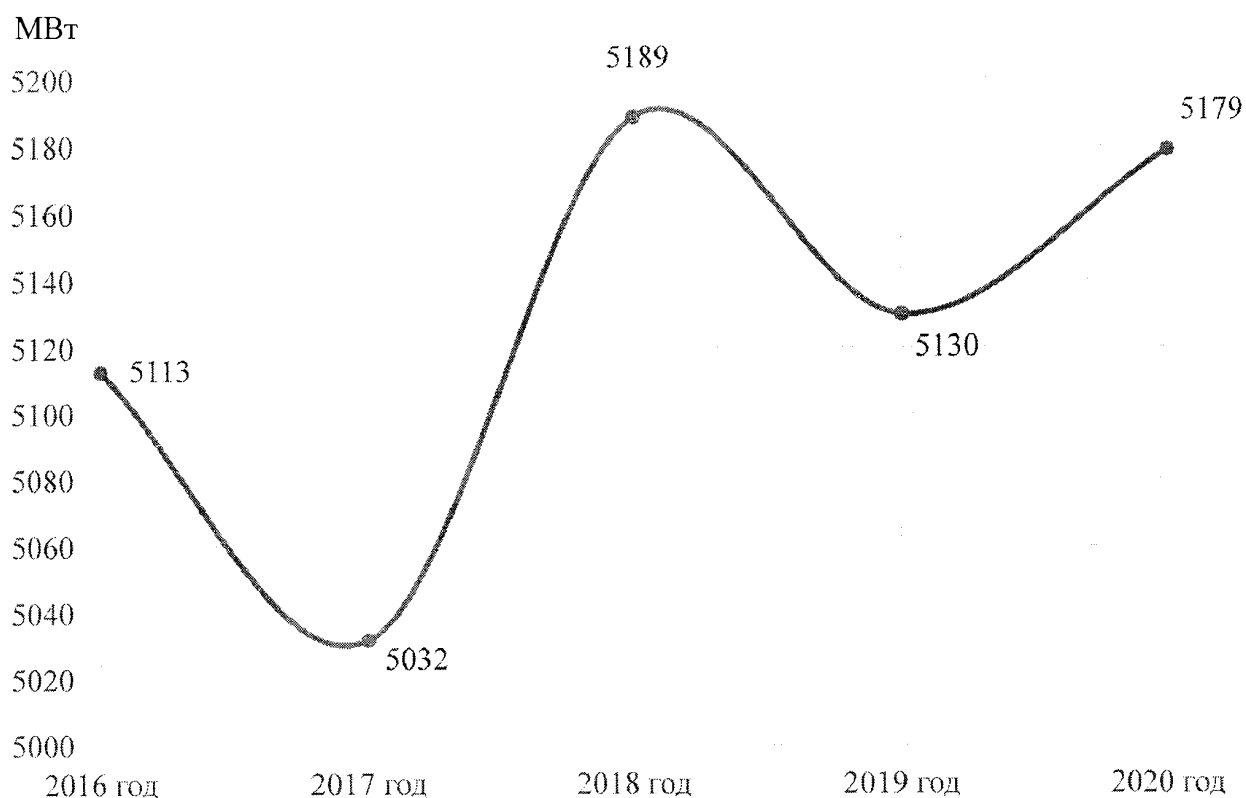
В 2020 году собственный максимум нагрузки энергосистемы Челябинской области составил 5179 МВт, что на 49 МВт, или на 1,0 процент больше, чем в 2019 году.

Суммарно за последние пять лет собственный максимум нагрузки энергосистемы Челябинской области увеличился на 66 МВт, или на 1,3 процента.

На рисунке 5 в графическом виде представлена динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Челябинской области за последние пять лет.

Рисунок 5

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Челябинской области за последние пять лет



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

В таблице 7 представлена электрическая нагрузка по городским округам и муниципальным районам Челябинской области в каждый отчётный год и суммарно за период.

Таблица 6

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

| Энергорайон                        | 2016 год |        | 2017 год |        | 2018 год |        | 2019 год |        | 2020 год |        |
|------------------------------------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|
|                                    | зима     | лето   | зима     | лето   | зима     | лето   | зима     | лето   | зима     | лето   |
| Всего по Челябинской области       | 5113,0   | 4137,6 | 5032,0   | 4058,1 | 5189,4   | 4048,8 | 5129,8   | 4133,2 | 5179,0   | 4250,1 |
| Всего по энергорайонам             | 4403,9   | 3752,6 | 4509,7   | 3631,5 | 4569,9   | 3497,8 | 4735,9   | 3807,0 | 4555,3   | 3752,5 |
| В том числе                        | -        | -      | -        | -      | -        | -      | -        | -      | -        | -      |
| Златоустовско-Миасский энергорайон | 585,3    | 434,1  | 551,9    | 447,0  | 608,9    | 386,1  | 576,7    | 450,4  | 561,2    | 425,3  |
| Ашинский энергорайон               | 145,4    | 113,7  | 140,5    | 113    | 140,8    | 120,0  | 146,5    | 124,1  | 154      | 143,6  |
| Карталинский энергорайон           | 135,0    | 88,4   | 149,7    | 76,0   | 147,4    | 68,0   | 219,5    | 195,0  | 228,2    | 229,6  |
| Магнитогорский энергорайон         | 1102,4   | 1199,8 | 1281,9   | 1116,0 | 1310,4   | 1197,2 | 1288,1   | 1073,8 | 1241,2   | 1088,5 |
| Челябинский энергорайон            | 1956,7   | 1629,7 | 1905,1   | 1603,5 | 1897,3   | 1560,1 | 1921,2   | 1544,1 | 1815,8   | 1460,7 |
| В том числе                        | -        | -      | -        | -      | -        | -      | -        | -      | -        | -      |
| Металлургический энергорайон       | 385,0    | 323,6  | 361,5    | 312,0  | 420,3    | 390,6  | 384,1    | 277,4  | 379      | 331,5  |
| Сосновский энергорайон             | 204,6    | 138,3  | 207,7    | 139,0  | 173,1    | 120,4  | 189,4    | 129,5  | 193,8    | 143,9  |
| Энергорайон ЧТЭЦ-4                 | 294,3    | 219,6  | 176,2    | 127,0  | 162,0    | 106,7  | 162,6    | 143,8  | 159,3    | 120    |
| Энергорайон ЧТЭЦ-2                 | 79,1     | 111,6  | 72,3     | 60,0   | 106,6    | 40,7   | 96,2     | 39,7   | 75,7     | 37,3   |
| Энергорайон ЧТЭЦ-1                 | 383,9    | 259,1  | 345,2    | 269,0  | 396,0    | 250,1  | 369,9    | 287,4  | 327,3    | 237,1  |
| Энергорайон ЧЭМК                   | 422,0    | 388,0  | 514,2    | 562,0  | 500,7    | 548,7  | 576,8    | 523,2  | 601,4    | 552,7  |
| Северный энергорайон               | 347,0    | 232,0  | 336,0    | 231,0  | 334,4    | 218,7  | 317,2    | 239,0  | 316,7    | 220,5  |
| Троицкий энергорайон               | 148,8    | 66,7   | 132,4    | 48,0   | 112,6    | 55,9   | 115,0    | 64,3   | 91,4     | 62,2   |
| Еманжелинский энергорайон          | 128,7    | 101,9  | 152,7    | 110,0  | 159,0    | 11,8   | 151,8    | 116,3  | 146,8    | 122,1  |

Таблица 7

Электрическая нагрузка по городским округам и муниципальным районам  
Челябинской области в каждый отчётный год и суммарно за период

| Городской округ (городской округ с<br>внутригородским<br>делением)/муниципальный район | Нагрузка*, МВт |             |             |             |             |
|--|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|  | 2016<br>год    | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
| Верхнеуфалейский городской округ   | -              | -           | 45,1        | 27,2        | 27,5        |
| Златоустовский городской округ   | -              | -           | 146         | 123,8       | 125         |
| Карабашский городской округ  | -              | -           | 15,5        | 29,6        | 29,9        |
| Копейский городской округ  | -              | -           | 96,4        | 81,2        | 82          |
| Къштымский городской округ   | -              | -           | 42,1        | 28,6        | 28,9        |
| Локомотивный городской округ   | -              | -           | 0           | 0           | 0           |
| Магнитогорский городской округ   | -              | -           | 1231,7      | 1041,1      | 1051,2      |
| Миасский городской округ   | -              | -           | 146,3       | 163,5       | 165,1       |
| Озерский городской округ   | -              | -           | 97,5        | 98,7        | 99,7        |
| Снежинский городской округ   | -              | -           | 21,9        | 30,2        | 30,5        |
| Трехгорный городской округ   | -              | -           | 20,9        | 18,8        | 19          |
| Троицкий городской округ   | -              | -           | 109,9       | 91,4        | 92,3        |
| Усть-Катавский городской округ   | -              | -           | 22,6        | 31,3        | 31,6        |
| Чебаркульский городской округ  | -              | -           | 30,9        | 40,6        | 41          |
| Челябинский городской округ с<br>внутригородским делением                              | -              | -           | 1688        | 1738,2      | 1755,1      |
| Южноуральский городской округ  | -              | -           | 68,8        | 59,7        | 60,3        |
| Агаповский муниципальный район   | -              | -           | 57,3        | 55,9        | 56,4        |
| Аргаяшский муниципальный район   | -              | -           | 41,1        | 39,9        | 40,3        |
| Ашинский муниципальный район   | -              | -           | 141,8       | 78,5        | 79,3        |
| Брединский муниципальный район   | -              | -           | 23,4        | 8           | 8,1         |
| Варненский муниципальный район   | -              | -           | 23,2        | 26          | 26,3        |
| Верхнеуральский муниципальный район  | -              | -           | 32,1        | 17,6        | 17,8        |
| Еманжелинский муниципальный район  | -              | -           | 34,6        | 30,4        | 30,7        |
| Еткульский муниципальный район   | -              | -           | 39,7        | 26          | 26,3        |
| Карталинский муниципальный район   | -              | -           | 57,7        | 72,2        | 72,9        |
| Каслинский муниципальный район   | -              | -           | 31,5        | 26          | 26,3        |
| Катав-Ивановский муниципальный район   | -              | -           | 44,1        | 33,8        | 34,1        |
| Кизильский муниципальный район   | -              | -           | 30,6        | 19,6        | 19,8        |
| Коркинский муниципальный район   | -              | -           | 52,9        | 53,7        | 54,2        |
| Красноармейский муниципальный район  | -              | -           | 38,8        | 57,7        | 58,3        |
| Кунашакский муниципальный район  | -              | -           | 29,1        | 38,2        | 38,6        |
| Кусинский муниципальный район  | -              | -           | 8,5         | 7,2         | 7,3         |
| Нагайбакский муниципальный район   | -              | -           | 27,7        | 13,6        | 13,7        |
| Нязепетровский муниципальный район   | -              | -           | 9           | 12,2        | 12,3        |
| Октябрьский муниципальный район  | -              | -           | 23          | 7,9         | 8           |
| Пластовский муниципальный район  | -              | -           | 32,7        | 43,3        | 43,7        |
| Саткинский муниципальный район   | -              | -           | 112,4       | 115,2       | 116,3       |
| Сосновский муниципальный район   | -              | -           | 92,6        | 94,4        | 95,3        |
| Троицкий муниципальный район   | -              | -           | 24,8        | 13          | 13,1        |
| Увельский муниципальный район  | -              | -           | 66,4        | 30,8        | 31,1        |
| Уйский муниципальный район   | -              | -           | 13,6        | 11,9        | 12          |
| Чебаркульский муниципальный район  | -              | -           | 51,6        | 42          | 42,4        |

|  |   |   |        |        |        |
|--|---|---|--------|--------|--------|
| Чесменский муниципальный район                     | - | - | 9,9    | 7,5    | 7,6    |
| итого по городским округам и муниципальным районам | - | - | 4933,7 | 4586,4 | 4631,3 |

\* Распределение нагрузки принято на основании данных о загрузке подстанций напряжением 110 кВ за 2018, 2019 и 2020 отчетные годы. В Локомотивном городском округе подстанции 110 кВ отсутствуют. Статистика распределения нагрузки по городским округам и муниципальным районам ведется с 2018 года.

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

Общая характеристика сферы теплоснабжения Челябинской области.

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

По данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Челябинской области (Челябинскстат), по состоянию на 1 января 2021 года в Челябинской области существовало 319 муниципальных образований, из которых в 172 организованы системы централизованного теплоснабжения (далее именуются – СЦТ). Подавляющее большинство систем теплоснабжения работает как изолированные системы теплоснабжения и не имеет межсистемных сетевых связей.

На территории Челябинской области с целью обеспечения теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым сетям централизованных систем теплоснабжения, функционирует 851 источник тепловой энергии с установленной тепловой мощностью 20162 Гкал/час.

По состоянию на 2020 год, по данным службы по государственному регулированию цен и тарифов, в сфере теплоснабжения на территории Челябинской области действуют 348 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 (9,4 процента) – это потребители (в основном производственные предприятия), использующие тепловую энергию в виде влажного и перегретого пара.

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

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

Динамика изменения потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения за 2016-2020 годы в Челябинской области в конечном потреблении энергетических ресурсов, структурированная по видам экономической деятельности, представлена в таблице 8 и на рисунке 6.

Таблица 8

Динамика изменения потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения за 2016-2020 годы в Челябинской области, тыс. Гкал

| Год  | Всего потреблено | Темп изменения, процентов | Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство | Рыболовство | Промышленность | Строительство | Транспорт и связь | Прочие виды деятельности | Население |
|------|------------------|---------------------------|--|-------------|----------------|---------------|-------------------|--------------------------|-----------|
| 2016 | 37963            | -1,0                      | 1029   | 1           | 16459          | 644           | 604               | 4067                     | 15159     |
| 2017 | 37286            | -1,8                      | 1011   | 1           | 16166          | 632           | 593               | 3994                     | 14889     |
| 2018 | 36919            | -1,0                      | 1001   | 1           | 16134          | 626           | 587               | 3955                     | 14615     |
| 2019 | 37049            | 0,4                       | 1005   | 1           | 16191          | 628           | 589               | 3969                     | 14667     |
| 2020 | 35944            | -3,0                      | 975  | 1           | 15708          | 610           | 572               | 3850                     | 14229     |

Структура и динамика потребления тепловой энергии из централизованных систем теплоснабжения в Челябинской области за 2016-2020 годы



Как и на всей территории Российской Федерации, в Челябинской области в течение последних пяти лет спрос на тепловую энергию в конечном потреблении энергетических ресурсов из централизованных систем теплоснабжения снижается. Среднее за пять лет снижение потребления тепловой энергии составило 1,1 процентного пункта в год, а потребление тепловой энергии сократилось с 37963 тыс. Гкал в 2016 году до 35944 тыс. Гкал в 2020 году, или на 5,3 процента. Следует отметить, что темп снижения спроса на тепловую энергию не замедляется, но зависимость спроса от средней температуры отопительного периода становится все более очевидной.

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

«промышленность» (43,7 процента в 2020 году);

«население» (39,6 процента 2020 году).

Изменения за последние 5 лет в структуре потребления тепловой энергии в основном были сосредоточены в потреблении тепловой энергии в промышленности и населением. По данным за 2020 год, сокращение потребления тепловой энергии в промышленности составило 483 тыс. Гкал, или около 3,1 процента от уровня 2019 года. Уменьшение потребления тепловой энергии населением составило 437 тыс. Гкал, или 3,1 процента.

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

Таблица 9

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

| Городские округа (городские округа с внутригородским делением) | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|
| Верхнеуфалейский городской округ                               | 383      | 375      | 371      | 371      | 371      |
| Златоустовский городской округ                                 | 2560     | 2510     | 2485     | 2076     | 2076     |
| Карабашский городской округ                                    | 171      | 168      | 166      | 173      | 173      |
| Копейский городской округ                                      | 1163     | 1140     | 1129     | 1129     | 805      |
| Кыштымский городской округ                                     | 537      | 526      | 521      | 521      | 281      |
| Локомотивный городской округ                                   | 31       | 30       | 30       | 35       | 35       |
| Магнитогорский городской округ                                 | 5908     | 5792     | 5735     | 5729     | 5729     |
| Миасский городской округ                                       | 1969     | 1930     | 1911     | 2059     | 2059     |
| Озерский городской округ                                       | 1981     | 1942     | 1923     | 1923     | 1923     |
| Снежинский городской округ                                     | 1066     | 1045     | 1034     | 1091     | 909      |
| Трехгорный городской округ                                     | 717      | 703      | 696      | 696      | 473      |
| Троицкий городской округ                                       | 601      | 589      | 583      | 583      | 583      |
| Усть-Катавский городской округ                                 | 349      | 342      | 339      | 323      | 323      |
| Чебаркульский городской округ                                  | 320      | 314      | 311      | 530      | 530      |
| Челябинский городской округ с внутригородским делением         | 12425    | 12181    | 12061    | 12061    | 12061    |
| Южноуральский городской округ                                  | 439      | 430      | 426      | 426      | 426      |
| всего городские округа, в том числе                            | 30620    | 30017    | 29720    | 29725    | 28684    |
| отопление  | 21740    | 21312    | 21101    | 21105    | 20365    |
| вентиляция   | 2143     | 2101     | 2080     | 1932     | 1836     |
| горячее водоснабжение  | 5205     | 5103     | 5201     | 5350     | 5192     |
| технология   | 1531     | 1501     | 1337     | 1338     | 1291     |

Таблица 10

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

| Муниципальные районы                | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|-------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Агаповский муниципальный район      | 263      | 260      | 257      | 257      | 257      |
| Аргаяшский муниципальный район      | 148      | 147      | 146      | 146      | 146      |
| Ашинский муниципальный район        | 1092     | 1081     | 1070     | 1070     | 1070     |
| Брединский муниципальный район      | 88       | 87       | 86       | 86       | 86       |
| Варненский муниципальный район      | 69       | 68       | 67       | 67       | 67       |
| Верхнеуральский муниципальный район | 164      | 162      | 160      | 159      | 159      |
| Еманжелинский муниципальный район   | 511      | 506      | 501      | 501      | 501      |
| Еткульский муниципальный район      | 162      | 160      | 159      | 159      | 159      |

|                                      |       |       |       |       |       |
|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Карталинский муниципальный район     | 381   | 377   | 374   | 374   | 374   |
| Каслинский муниципальный район       | 374   | 370   | 366   | 366   | 338   |
| Катав-Ивановский муниципальный район | 283   | 280   | 277   | 277   | 277   |
| Кизильский муниципальный район       | 67    | 66    | 66    | 66    | 30    |
| Коркинский муниципальный район       | 730   | 723   | 716   | 716   | 716   |
| Красноармейский муниципальный район  | 259   | 256   | 253   | 253   | 253   |
| Кунашакский муниципальный район      | 183   | 181   | 179   | 179   | 179   |
| Кусинский муниципальный район        | 280   | 277   | 275   | 275   | 275   |
| Нагайбакский муниципальный район     | 147   | 146   | 145   | 145   | 145   |
| Нязепетровский муниципальный район   | 140   | 139   | 138   | 138   | 138   |
| Октябрьский муниципальный район      | 62    | 61    | 60    | 60    | 60    |
| Пластовский муниципальный район      | 168   | 166   | 165   | 165   | 165   |
| Саткинский муниципальный район       | 972   | 962   | 953   | 1031  | 1031  |
| Сосновский муниципальный район       | 351   | 348   | 345   | 347   | 347   |
| Троицкий муниципальный район         | 43    | 43    | 43    | 44    | 44    |
| Увельский муниципальный район        | 111   | 110   | 109   | 152   | 152   |
| Уйский муниципальный район           | 129   | 128   | 127   | 127   | 127   |
| Чебаркульский муниципальный район    | 134   | 133   | 132   | 132   | 132   |
| Чесменский муниципальный район       | 32    | 32    | 32    | 32    | 32    |
| всего по муниципальным районам       | 7343  | 7269  | 7200  | 7324  | 7260  |
| отопление                            | 5728  | 5670  | 5616  | 5713  | 5663  |
| вентиляция                           | 172   | 170   | 168   | 171   | 170   |
| горячее водоснабжение                | 687   | 680   | 674   | 686   | 680   |
| технология                           | 756   | 749   | 742   | 754   | 748   |
| всего по Челябинской области         | 37963 | 37286 | 36919 | 37049 | 35944 |
| отопление                            | 27468 | 26982 | 26717 | 26817 | 26029 |
| вентиляция                           | 2315  | 2271  | 2249  | 2103  | 2006  |
| горячее водоснабжение                | 5893  | 5783  | 5875  | 6036  | 5871  |
| технология                           | 2287  | 2250  | 2079  | 2092  | 2039  |

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

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

Структура потребления тепловой энергии на территории Челябинской области с 2016 года изменялась незначительно: 72 процента всей тепловой энергии использовалось на отопление жилых, общественно-деловых (в том числе используемых бюджетными организациями) и производственных зданий, 7 процентов на вентиляцию в основном производственных и общественных

зданий (принимая во внимание то, что тепловая нагрузка естественной вентиляции жилых зданий учитывается в тепловой нагрузке отопления);

15-16 процентов – это потребление тепловой энергии на цели горячего водоснабжения и 5-6 процентов – потребление тепловой энергии на цели технологии.

#### 19. 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).

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

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

вывод из эксплуатации аварийных строительных фондов;

ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей;

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

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

Таблица 11

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

| Городские округа (городские округа с внутригородским делением) | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|
| Верхнеуфалейский городской округ                               | 100      | 100      | 100      | 100      | 100      |
| Златоустовский городской округ                                 | 675      | 675      | 676      | 564      | 564      |
| Карабашский городской округ                                    | 42       | 42       | 42       | 45       | 45       |
| Копейский городской округ                                      | 316      | 316      | 316      | 316      | 306      |
| Кыштымский городской округ                                     | 162      | 162      | 162      | 162      | 107      |
| Локомотивный городской округ                                   | 9        | 9        | 9        | 10       | 10       |
| Магнитогорский городской округ                                 | 1181     | 1205     | 1229     | 1227     | 1227     |
| Миасский городской округ                                       | 561      | 562      | 562      | 616      | 616      |
| Озерский городской округ                                       | 547      | 547      | 548      | 548      | 548      |
| Снежинский городской округ                                     | 342      | 342      | 342      | 361      | 315      |
| Трехгорный городской округ                                     | 219      | 219      | 219      | 219      | 221      |
| Троицкий городской округ                                       | 177      | 177      | 177      | 177      | 177      |
| Усть-Катавский городской округ                                 | 100      | 100      | 100      | 97       | 97       |
| Чибаркульский городской округ                                  | 92       | 92       | 92       | 147      | 147      |
| Челябинский городской округ с                                  | 3518     | 3653     | 3711     | 3789     | 3789     |

|  |      |      |      |      |       |
|--|------|------|------|------|-------|
| внутригородским делением                 |      |      |      |      |       |
| Южноуральский городской округ            | 150  | 150  | 150  | 150  | 157   |
| всего по городским округам, в том числе: | 8189 | 8351 | 8437 | 8530 | 8426  |
| темп роста, процентов                    | 3,25 | 1,99 | 1,03 | 1,10 | -1,21 |
| отопление                                | 4995 | 5094 | 5147 | 5203 | 5140  |
| вентиляция                               | 496  | 506  | 511  | 517  | 511   |
| горячее водоснабжение                    | 599  | 611  | 618  | 624  | 617   |
| технология                               | 2098 | 2140 | 2162 | 2185 | 2159  |

Таблица 12

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

| Муниципальные районы                 | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Агаповский муниципальный район       | 51          | 51          | 52          | 52          | 52          |
| Аргаяшский муниципальный район       | 31          | 31          | 31          | 31          | 31          |
| Ашинский муниципальный район         | 237         | 237         | 237         | 237         | 237         |
| Брединский муниципальный район       | 17          | 17          | 17          | 17          | 17          |
| Варненский муниципальный район       | 14          | 14          | 14          | 14          | 14          |
| Верхнеуфалейский муниципальный район | 33          | 33          | 33          | 43          | 43          |
| Еманжелинский муниципальный район    | 107         | 107         | 107         | 107         | 107         |
| Еткульский муниципальный район       | 32          | 32          | 32          | 32          | 32          |
| Карталинский муниципальный район     | 74          | 74          | 74          | 74          | 74          |
| Каслинский муниципальный район       | 72          | 72          | 72          | 72          | 68          |
| Кагав-Ивановский муниципальный район | 56          | 56          | 56          | 56          | 56          |
| Кизильский муниципальный район       | 13          | 13          | 13          | 13          | 11          |
| Коркинский муниципальный район       | 143         | 143         | 143         | 143         | 143         |
| Красноармейский муниципальный район  | 48          | 45          | 45          | 45          | 45          |
| Кунашакский муниципальный район      | 38          | 38          | 38          | 38          | 38          |
| Кусинский муниципальный район        | 48          | 48          | 48          | 48          | 48          |
| Нагайбакский муниципальный район     | 30          | 30          | 30          | 30          | 30          |
| Нязепетровский муниципальный район   | 27          | 27          | 27          | 27          | 27          |
| Октябрьский муниципальный район      | 12          | 12          | 12          | 12          | 12          |
| Пластовский муниципальный район      | 37          | 37          | 37          | 37          | 37          |
| Саткинский муниципальный район       | 206         | 206         | 206         | 206         | 228         |
| Сосновский муниципальный район       | 72          | 72          | 72          | 73          | 73          |
| Троицкий муниципальный район         | 8           | 8           | 8           | 11          | 11          |
| Увельский муниципальный район        | 23          | 23          | 23          | 35          | 35          |
| Уйский муниципальный район           | 25          | 25          | 25          | 25          | 25          |
| Чебаркульский муниципальный район    | 28          | 28          | 28          | 28          | 28          |
| Чесменский муниципальный район       | 11          | 11          | 11          | 11          | 11          |
| Всего по муниципальным районам       | 1490        | 1488        | 1489        | 1515        | 1530        |
| Отопление                            | 1101        | 1090        | 1080        | 1099        | 1089        |
| Вентиляция                           | 33          | 45          | 59          | 60          | 85          |
| Горячее водоснабжение                | 119         | 119         | 119         | 121         | 122         |
| Технология                           | 236         | 234         | 232         | 236         | 234         |
| Темп роста, процентов                | 0,10        | -0,16       | 0,10        | 1,74        | 0,95        |
| Всего по Челябинской области, в том  | 9679        | 9839        | 9927        | 10045       | 9956        |

|                       |      |      |      |      |      |
|-----------------------|------|------|------|------|------|
| числе:                |      |      |      |      |      |
| отопление             | 6097 | 6185 | 6227 | 6302 | 6229 |
| вентиляция            | 530  | 551  | 570  | 577  | 595  |
| горячее водоснабжение | 719  | 730  | 737  | 746  | 739  |
| технология            | 2334 | 2374 | 2393 | 2421 | 2393 |

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

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

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

снижение количества часов использования установленной тепловой мощности за счет снижения продолжительности отопительного периода и повышения средней температуры отопительного периода (градусо-суток отопительного периода).

С учетом перечисленных факторов в 2020 году в городских округах (городских округах с внутригородским делением) Челябинской области зарегистрировано снижение спроса на тепловую мощность (тепловой нагрузки), прежде всего за счет уточнения данных о договорной тепловой нагрузке в изолированных системах теплоснабжения Копейского, Кыштымского, Снежинского и Трехгорного городских округов. Максимальный прирост тепловой нагрузки зарегистрирован в Челябинском городском округе с внутригородским делением и Магнитогорском городском округе, что соответствует статистике введенного в эксплуатацию жилищного и общественного фондов.

Всего тепловая нагрузка в Челябинской области в зонах действия централизованных систем теплоснабжения за 2020 год снизилась на 85 Гкал.

#### 20. Структура установленной тепловой мощности.

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

Теплофикация в регионе осуществляется от теплоэлектроцентралей с общей установленной тепловой мощностью в 9979,24 Гкал/час и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов турбоагрегатов в 5604,7 Гкал/час (таблица 13) или с коэффициентом теплофикации, близким к 0,6 (оптимальный

проектный показатель отношения тепловой мощности теплофикационных отборов турбоагрегатов к общей установленной тепловой мощности ТЭЦ).

Таблица 13

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

| Наименование                                   | Мощность      | 2020 год |
|--|---------------|----------|
| Троицкая ГРЭС                                  | всего         | 210      |
|  | турбоагрегаты | 210      |
| Южноуральская ГРЭС                             | всего         | 320      |
|  | турбоагрегаты | 320      |
| Южноуральская ГРЭС-2                           | всего         | 0        |
|  | турбоагрегаты | 0        |
| Челябинская ТЭЦ-1                              | всего         | 711,2    |
|  | турбоагрегаты | 210      |
| Челябинская ТЭЦ-2                              | всего         | 956      |
|  | турбоагрегаты | 596      |
| Челябинская ТЭЦ-3                              | всего         | 1123,8   |
|  | турбоагрегаты | 567,8    |
| Челябинская ТЭЦ-4                              | всего         | 724,6    |
|  | турбоагрегаты | 324,6    |
| Аргаяшская ТЭЦ                                 | всего         | 708,5    |
|  | турбоагрегаты | 708,5    |
| Магнитогорская ГТ ТЭЦ                          | всего         | 80       |
|  | турбоагрегаты | 40       |
| Магнитогорская ТЭЦ ПАО «ММК»                   | всего         | 720      |
|  | турбоагрегаты | 540      |
| Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»                   | всего         | 670      |
|  | турбоагрегаты | 470      |
| ТЭЦ ПВЭС-1 ПАО «ММК»                           | всего         | 70       |
|  | турбоагрегаты | 70       |
| ТЭЦ ПВЭС-2 ПАО «ММК»                           | всего         | 340      |
|  | турбоагрегаты | 340      |
| ТЭЦ ПСЦ ПАО «ММК»                              | всего         | 120      |
|  | турбоагрегаты | 120      |
| ТЭЦ Коксохимического производства ПАО «ММК»    | всего         | 23       |
|  | турбоагрегаты | 23       |
| Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «ММЗ»)                  | всего         | 366      |
|  | турбоагрегаты | 66       |
| ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»                          | всего         | 575      |
|  | турбоагрегаты | 175      |
| ТЭЦ АО «Комбинат Магнезит»                     | всего         | 15,8     |
|  | турбоагрегаты | 15,8     |
| ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода | всего         | 408      |
|  | турбоагрегаты | 68       |
| ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода       | всего         | 20       |
|  | турбоагрегаты | 0        |
| ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»      | всего         | 178      |
|  | турбоагрегаты | 28       |
| ТЭЦ «Мечел-Энерго» (ТЭЦ ЧМК)                   | всего         | 1392,34  |

|                             |               |         |
|-----------------------------|---------------|---------|
|                             | турбоагрегаты | 687     |
| ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» | всего         | 235     |
|                             | турбоагрегаты | 25      |
| ГПЭС ЗАО «Карабашмедь»      | всего         | 12      |
|                             | турбоагрегаты | 0       |
| Всего                       | УТМ           | 9979,24 |
|                             | УТМТА         | 5604,7  |

В 2020-2021 годах изменений в установленной тепловой мощности на ТЭЦ Челябинской области за счет ввода/вывода из эксплуатации теплофикационных турбоагрегатов не происходило.

С учетом вышеизложенного установленная тепловая мощность ТЭЦ по регулируемым отборам турбоагрегатов составляет 5604,7 Гкал/час. Весь остальной спрос на тепловую мощность обеспечивается из СЦТ на базе котельных. Общая установленная тепловая мощность ТЭЦ и котельных на территории Челябинской области в 2020 году составила 20162 Гкал/час (таблица 14).

Таблица 14

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

| Наименование  | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| Верхнеуфалейский городской округ                          | 259      | 259      | 259      | 259      | 259      |
| Златоустовский городской округ                            | 1244     | 1244     | 1241     | 1507     | 1507     |
| Карабашский городской округ                               | 101      | 101      | 101      | 101      | 101      |
| Копейский городской округ                                 | 587      | 587      | 587      | 587      | 471      |
| Кыштымский городской округ                                | 263      | 263      | 263      | 263      | 135      |
| Локомотивный городской округ                              | 75       | 75       | 14       | 20       | 20       |
| Магнитогорский городской округ                            | 2404     | 2404     | 2405     | 2404     | 2404     |
| Миасский городской округ                                  | 1066     | 1066     | 997      | 1066     | 1066     |
| Озерский городской округ                                  | 869      | 869      | 869      | 869      | 869      |
| Снежинский городской округ                                | 363      | 363      | 503      | 363      | 363      |
| Трехгорный городской округ                                | 283      | 283      | 275      | 275      | 335      |
| Троицкий городской округ                                  | 438      | 438      | 425      | 494      | 494      |
| Усть-Катавский городской округ                            | 170      | 170      | 167      | 116      | 116      |
| Чибаркульский городской округ                             | 355      | 355      | 355      | 356      | 356      |
| Челябинский городской округ с<br>внутригородским делением | 7449     | 7599     | 7599     | 7871     | 7871     |
| Южноуральский городской округ                             | 320      | 320      | 328      | 332      | 332      |
| Всего по городским округам                                | 16248    | 16398    | 16388    | 16886    | 16701    |
| Агаповский муниципальный район                            | 149      | 145      | 144      | 144      | 144      |
| Аргаяшский муниципальный район                            | 53       | 51       | 50       | 50       | 50       |
| Ашинский муниципальный район                              | 494      | 494      | 490      | 395      | 395      |
| Брединский муниципальный район                            | 44       | 44       | 44       | 44       | 44       |
| Варненский муниципальный район                            | 48       | 48       | 46       | 46       | 46       |
| Верхнеуральский муниципальный район                       | 150      | 150      | 148      | 163      | 163      |
| Еманжелинский муниципальный район                         | 200      | 200      | 193      | 193      | 193      |

|                                      |       |       |       |       |       |
|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| район                                |       |       |       |       |       |
| Еткульский муниципальный район       | 75    | 75    | 74    | 74    | 74    |
| Карталинский муниципальный район     | 163   | 162   | 160   | 160   | 160   |
| Каслинский муниципальный район       | 205   | 205   | 205   | 205   | 196   |
| Катав-Ивановский муниципальный район | 170   | 165   | 163   | 163   | 163   |
| Кизильский муниципальный район       | 35    | 32    | 30    | 30    | 22    |
| Коркинский муниципальный район       | 201   | 201   | 198   | 198   | 198   |
| Красноармейский муниципальный район  | 121   | 120   | 117   | 117   | 117   |
| Кунашакский муниципальный район      | 70    | 70    | 69    | 69    | 69    |
| Кусинский муниципальный район        | 90    | 90    | 86    | 86    | 86    |
| Нагайбакский муниципальный район     | 65    | 65    | 64    | 64    | 64    |
| Нязепетровский муниципальный район   | 53    | 53    | 50    | 50    | 50    |
| Октябрьский муниципальный район      | 29    | 29    | 27    | 27    | 27    |
| Пластовский муниципальный район      | 65    | 65    | 60    | 60    | 60    |
| Саткинский муниципальный район       | 520   | 520   | 506   | 561   | 561   |
| Сосновский муниципальный район       | 297   | 297   | 295   | 296   | 296   |
| Троицкий муниципальный район         | 35    | 35    | 31    | 21    | 21    |
| Увельский муниципальный район        | 50    | 45    | 44    | 69    | 69    |
| Уйский муниципальный район           | 81    | 81    | 78    | 78    | 78    |
| Чебаркульский муниципальный район    | 87    | 85    | 82    | 82    | 82    |
| Чесменский муниципальный район       | 35    | 35    | 32    | 32    | 32    |
| Всего по муниципальным районам       | 3585  | 3562  | 3485  | 3477  | 3460  |
| Всего по Челябинской области         | 19833 | 19960 | 19873 | 20363 | 20162 |

Изменение тенденций показателей установленной тепловой мощности в городских округах и муниципальных районах различны. В городских округах снижение установленной тепловой мощности в 2020 году по отношению к 2019 году составило 185 Гкал/ч. В муниципальных районах произошло сокращение установленной тепловой мощности на 17 Гкал/ч.

К причинам изменения показателей установленной тепловой мощности относятся:

уточнение данных об УТМ котлоагрегатов котельных в Копейском, Кыштымском, Трехгорном городских округах и Каслинском и Кизильском муниципальных районах;

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

вывод из эксплуатации и/или перевод снабжения потребителей от котельных промпредприятий, обеспечивающих ранее тепловую нагрузку городских потребителей, и перераспределение тепловой нагрузки на действующие муниципальные котельные.

Основной причиной таких изменений является ежегодное уточнение данных о состоянии систем теплоснабжения в Челябинском городском округе с внутригородским делением. Такие уточнения относятся к Копейскому

городскому округу, где актуализированная схема теплоснабжения учитывает в 2020 году установленную тепловую мощность в размере 471 Гкал/ч (вместо 587 Гкал/ч в 2019 году), Кыштымскому городскому округу (135 Гкал/ч в 2020 году вместо 263 Гкал/ч в 2019 году), Трехгорному городскому округу (335 Гкал/ч в 2020 году вместо 275 Гкал/ч в 2019 году).

Аналогичная картина складывается в описании установленной тепловой мощности муниципальных районов. Учет установленной тепловой мощности в Каслинском муниципальном районе (196 Гкал/ч вместо 205 Гкал/ч в 2020 году), Кизильском муниципальном районе (22 Гкал/ч вместо 30 Гкал/ч).

Принимая во внимание данные о спросе на тепловую мощность у потребителей, потери тепловой мощности в тепловых сетях и собственные нужды ТЭЦ и котельных, а также данные таблицы 14, можно сделать выводы о том, что резервы УТМ на источниках тепловой мощности составляют около 63 процентов.

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

#### 21. Выработка тепловой энергии.

Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных приведена в таблице 15 и на рисунке 7. В данной таблице учтены собственные нужды и потери тепловой энергии в тепловых сетях на ТЭЦ и котельных.

Таблица 15

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

| Год  | Производство | ТЭЦ   | Прочими электростанциями | Котельные всего | Тепло-утилизационные установки | Полезный отпуск с коллекторов | Потери в сетях | Всего потреблено |
|------|--------------|-------|--------------------------|-----------------|--------------------------------|-------------------------------|----------------|------------------|
| 2016 | 42993        | 23028 | 370                      | 16227           | 3367                           | 41704                         | 3741           | 37963            |
| 2017 | 42227        | 22867 | 370                      | 15592           | 3398                           | 40961                         | 3675           | 37286            |
| 2018 | 41783        | 22707 | 370                      | 15239           | 3467                           | 40530                         | 3611           | 36919            |
| 2019 | 41544        | 22548 | 370                      | 15241           | 3386                           | 40299                         | 3548           | 36751            |
| 2020 | 40723        | 22390 | 370                      | 14639           | 3324                           | 39502                         | 3486           | 36016            |

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

## Выработка тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области



Анализ данных, приведенных на рисунке 7, показывает, что доля выработанной тепловой энергии на ТЭЦ постоянно увеличивается и достигает к 2020 году 55 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, полученной на теплоутилизационных установках промышленных предприятий (около 7 процентов от общей выработки тепловой энергии).

22. Перечень крупных потребителей тепловой энергии в Челябинской области.

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

Следует также отметить, что большинство из данных крупных промышленных потребителей имеют собственные источники тепловой энергии. Например, все металлургические комбинаты эксплуатируют источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (ПАО «ММК», ПАО «ЧМК», АО «Автомобильный завод «Урал»

(АО «АЗ «Урал»), АО «Златоустовский машиностроительный завод»), а остальные эксплуатируют промышленно-отопительные котельные.

Таблица 16

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии  
Челябинской области

| Наименование потребителя                           | Городской округ (городской округ с внутригородским делением)/ муниципальный район | Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал |          |          |          |          |
|--|---|---|----------|----------|----------|----------|
|  |   | 2016 год                                | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
| ПАО «Челябинский металлургический комбинат»        | Челябинский городской округ с внутригородским делением                            | 1228                                    | 1215     | 1194     | 1175     | 1156     |
| АО «Челябинский электро-металлургический комбинат» | Челябинский городской округ с внутригородским делением                            | 426                                     | 413      | 403      | 392      | 381      |
| ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»             | Челябинский городской округ с внутригородским делением                            | 317                                     | 325      | 323      | 324      | 324      |
| ПАО «Челябинский цинковый завод»                   | Челябинский городской округ с внутригородским делением                            | н/д*                                    | 613      | н/д*     | н/д*     | 523      |
| ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»     | Магнитогорский городской округ  | 1717                                    | 1812     | 1822     | 1853     | 1884     |
| ООО «Миасский керамический завод»                  | Миасский городской округ  | 122                                     | 154      | 163      | 177      | 192      |
| АО «Автомобильный завод «Урал»                     | Миасский городской округ  | 92                                      | 124      | 133      | 148      | 163      |
| АО «Златоустовский машиностроительный завод»       | Златоустовский городской округ  | 208                                     | 205      | 201      | 197      | 193      |
| ООО «Златоустовский литейный завод»                | Златоустовский городской округ  | 139                                     | 114      | 104      | 90       | 76       |
| АО «Копейский машиностроительный завод»            | Копейский городской округ   | 46                                      | 46       | 45       | 45       | 44       |
| ЗАО «Карабашмедь»                                  | Карабашский городской округ   | 9                                       | 13       | 14       | 16       | 18       |
| ЗАО «Кыштымский медэлектродный завод»              | Кыштымский городской округ  | 46                                      | 44       | 43       | 41       | 40       |
| АО «Комбинат Магнезит»                             | Саткинский муниципальный район  | 20                                      | 16       | 15       | 13       | 11       |
| ПАО «Ашинский металлургический завод»              | Ашинский муниципальный район  | 25                                      | 23       | н/д*     | 21       | 38       |

\* Информация не предоставлена собственником.

23. Структура установленной мощности электростанций на территории Челябинской области.

Структура установленной мощности электростанций на территории Челябинской области по состоянию на 1 января 2021 года представлена в таблице 17.

Таблица 17

Структура установленной мощности электростанций на территории Челябинской области на 1 января 2021 года

| №                                       | Наименование электростанции,<br>электростанции промышленных предприятий                     | Установленная мощность |           |
|---|---|------------------------|-----------|
|   |   | МВт                    | процентов |
| Генерирующие компании                   |   |                        |           |
| 1.                                      | Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС  | 836                    | 14,53     |
| 2.                                      | Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС                                 | 747                    | 12,98     |
| 3.                                      | Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2                               | 844,5                  | 14,68     |
| 4.                                      | Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                                    | 256                    | 4,45      |
| 5.                                      | Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                                 | 133,8                  | 2,33      |
| 6.                                      | Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                                 | 320                    | 5,56      |
| 7.                                      | Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                                 | 593                    | 10,31     |
| 8.                                      | Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                                 | 757,5                  | 13,16     |
| 9.                                      | Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)                               | 18                     | 0,31      |
| 10.                                     | Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)  | 20                     | 0,35      |
| 11.                                     | Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)   | 20                     | 0,35      |
| 12.                                     | ГПЭС Варненская (ООО «Капитал-Сити»)  | 77,4                   | 1,35      |
| Электростанции промышленных предприятий |   |                        |           |
| 13.                                     | Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»)  | 300                    | 5,21      |
| 14.                                     | Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»)  | 208,77                 | 3,63      |
| 15.                                     | ПВЭС-1 (ПАО «ММК»)  | 10                     | 0,17      |
| 16.                                     | ПВЭС-2 (ПАО «ММК»)  | 91                     | 1,58      |
| 17.                                     | ПЦС (ПАО «ММК»)   | 18,92                  | 0,33      |
| 18.                                     | ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)   | 229                    | 3,98      |
| 19.                                     | Тургоякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)                                | 24,5                   | 0,43      |
| 20.                                     | ТЭЦ УралАЗ (АО «ЭнСер»)   | 36                     | 0,63      |
| 21.                                     | ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»)   | 24                     | 0,42      |
| 22.                                     | ТЭЦ-1 ЗЭМЗ - Энерго (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»)) | 6                      | 0,10      |
| 23.                                     | ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»   | 14,5                   | 0,25      |
| 24.                                     | ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода (АО «Саткинский чугуноплавильный завод»)           | 3                      | 0,05      |

|  |   |         |        |
|--|---|---------|--------|
| 25.  | ТЭЦ ПАО «Уральская кузница» (производственный отдел Челябинского филиала ООО «Мечел-Энерго» в городе Чебаркуль) | 3,5     | 0,06   |
| 26.  | ГПУ Южуралзолото (АО «Южуралзолото Группа Компаний»)  | 16      | 0,28   |
| 27.  | ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»   | 3,09    | 0,05   |
| 28.  | ТЭЦ АО «Златмаш» (АО «Златоустовский машиностроительный завод»)   | 13      | 0,23   |
| 29.  | ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е.И. Забабахина»)                            | 12      | 0,21   |
| 30.  | ГПЭС ЗАО «Карабашмедь» ООО «Капитал-Сити»   | 17,2    | 0,30   |
| 31.  | ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити»  | 8,6     | 0,15   |
| 32.  | ГПЭС АО «Михеевский ГОК»  | 92      | 1,60   |
| Суммарная установленная мощность электростанций и станций промышленных предприятий Челябинской области |   | 5754,28 | 100,00 |

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области на 1 января 2021 года составляет 5754,28 МВт.

В 2021 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошло следующее изменение:

вывод из эксплуатации ТГ-8 (485 МВт) на Троицкой ГРЭС (1 января 2021 года).

В 2020 году в установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области произошли следующие изменения:

перемаркировка энергоблока № 10 на Троицкой ГРЭС с увеличением мощности до 666 МВт;

замена ТГ-6 на Магнитогорской ЦЭС (ПАО «ММК») с одновременной перемаркировкой турбины ТГ-6 с увеличением мощности до 42,77 МВт.

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

демонтаж ТГ-2 (12 МВт) на ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»);  
ввод газопоршневой электрической станции ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити» мощностью 77,4 МВт;

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

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

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

ввод ТГ-4 (61 МВт) на Аргаяшской ТЭЦ;  
демонтаж ТГ-2 (85 МВт) на Троицкой ГРЭС;  
ввод газопоршневых электрических станций ООО «Капитал-Сити» (ЗАО «Карабашмедь» (17,2 МВт), ЗАО «КМЭЗ» (8,6 МВт)).

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

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

ввод ГПУ «Южуралзолото» (16 МВт);  
ввод ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК» (3,09 МВт);  
ввод ТЭЦ АО «Златмаш» (13 МВт);  
ввод ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод» (14,5 МВт);  
ввод ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (12 МВт).

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

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

ввод ПСУ (660 МВт) на Троицкой ГРЭС;

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

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

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

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

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

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

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

Структура установленной мощности электростанций Челябинской области на 1 января 2021 года в графическом виде представлена на рисунке 8.

Изменение установленной мощности электростанций Челябинской области в период с 1 января 2016 года до 1 января 2021 года (с детализацией изменений, произведенных в 2020 и 2021 годах) в графическом виде представлено на рисунке 9.

Крупнейшей электростанцией в энергосистеме Челябинской области на 1 января 2021 года является Южноуральская ГРЭС-2 с установленной мощностью 844,5 МВт (14,68 процента от установленной мощности энергосистемы), принадлежащая АО «Интер РАО – Электрогенерация».

Электростанции промышленных предприятий составляют долю в 20 процентов (1131,08 МВт) от общей установленной мощности энергосистемы. Крупнейшей электростанцией промышленных предприятий является Магнитогорская ТЭЦ установленной мощностью 300 МВт (5,2 процента от установленной мощности энергосистемы), принадлежащая ПАО «ММК».

Структура установленной мощности электростанций Челябинской области по состоянию на 1 января 2021 года

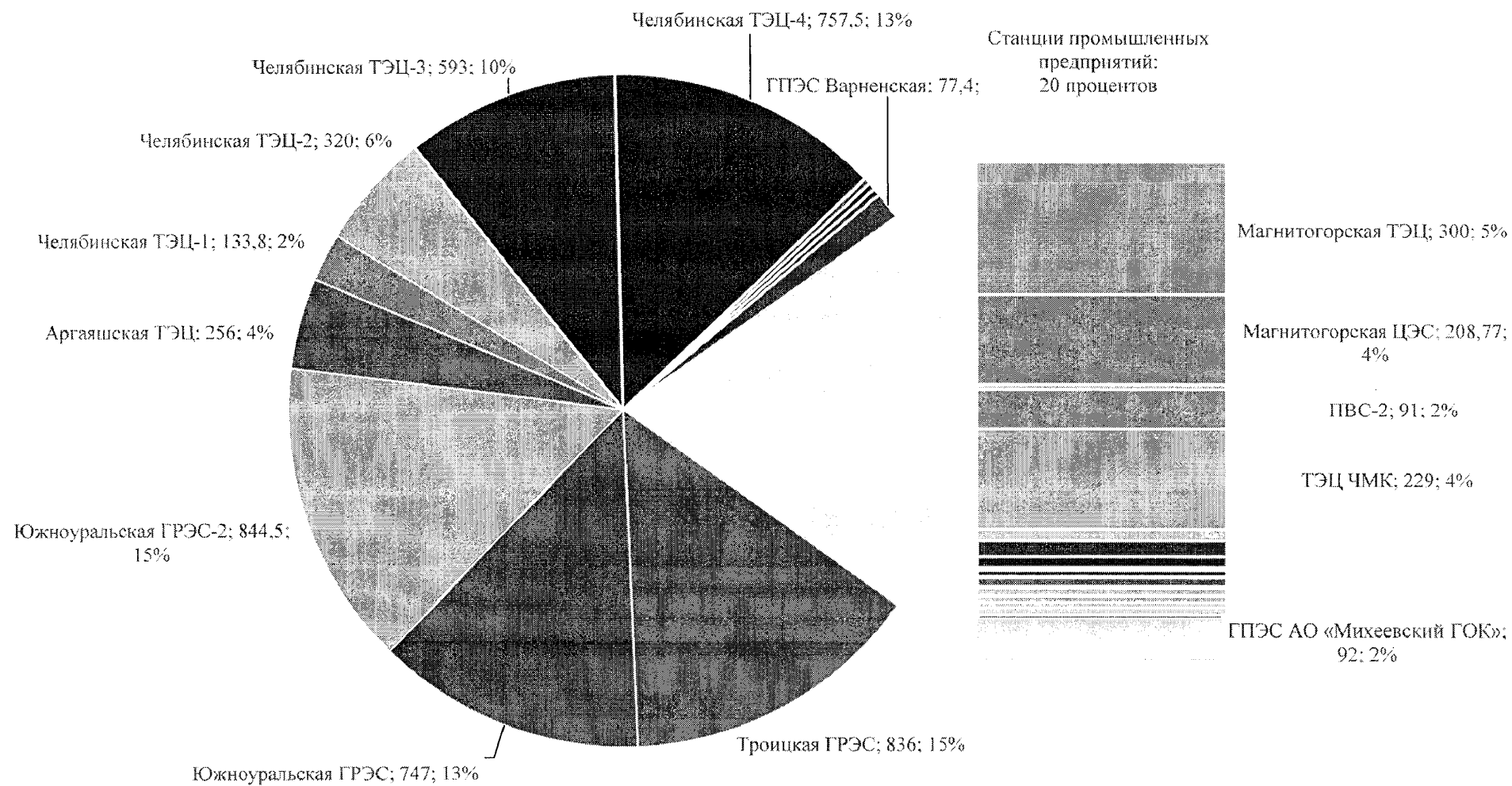
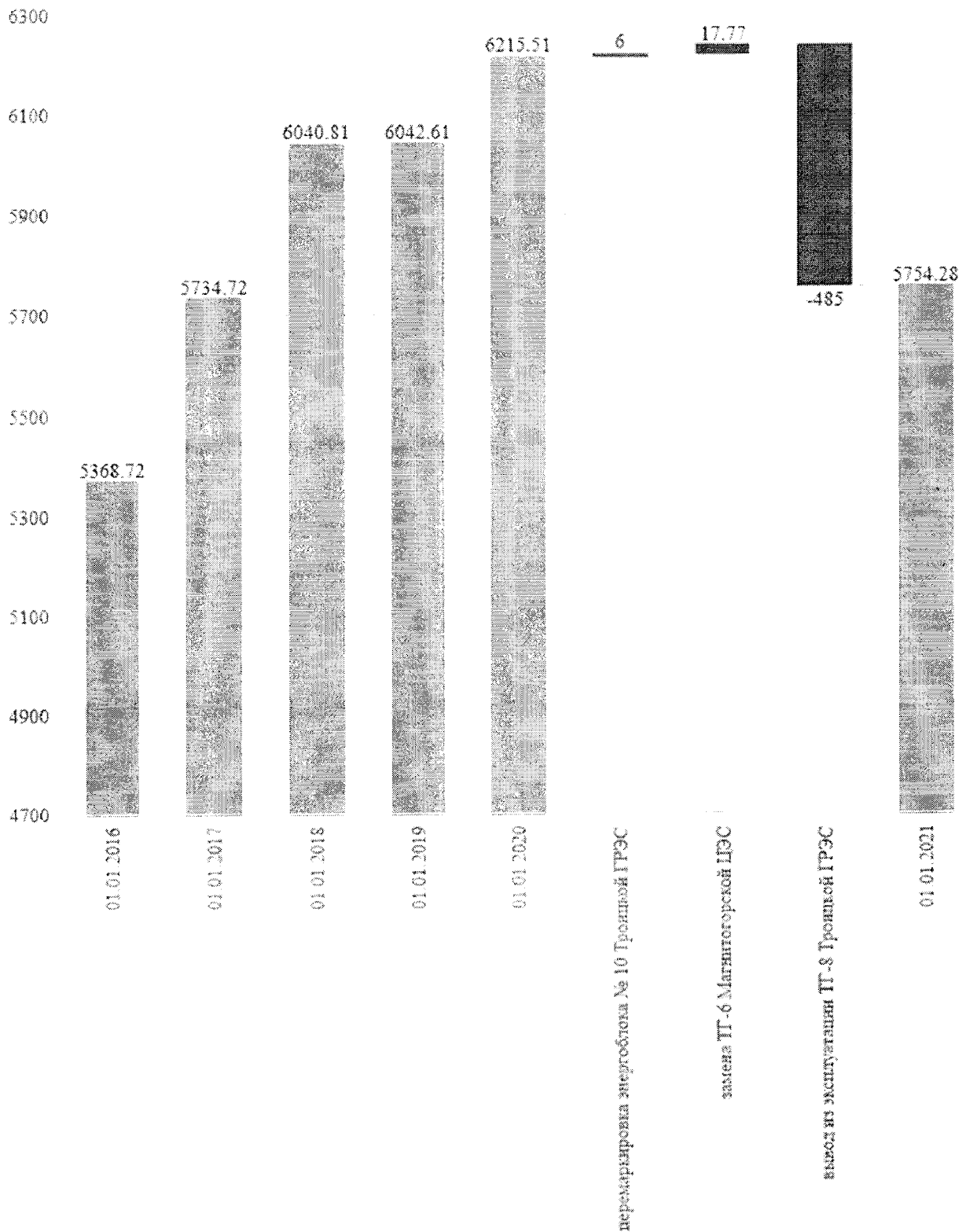


Рисунок 9

Изменение установленной мощности электростанций Челябинской области в период с 1 января 2016 года до 1 января 2021 года (с детализацией изменений, произведенных в 2020 и 2021 годах)



24. Состав существующих электростанций (а также станций промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к

энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС.

Годы ввода станции в эксплуатации: 1960-2016.

Выдача мощности станции осуществляется на напряжении 500/220/110 кВ. На станции установлен автотрансформатор связи напряжением 500/220/35 кВ, две автотрансформаторные группы связи напряжением 220/110/13,8 кВ, автотрансформатор связи напряжением 220/110/13,8 кВ и два блочных трансформатора напряжением 500/20 кВ. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС;

ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;

КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Карталы 220;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1;

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2;

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;

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

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Строительная;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т;

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная;

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

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

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

ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Дизельная II цепь.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 836 МВт. На станции эксплуатируется 3 генератора.

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

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

В рамках договора о предоставлении мощности на станции в 2016 году было завершено строительство пылеугольного энергоблока № 10 мощностью 660 МВт (ПСУ-660). Дата ввода в эксплуатацию – 31 мая 2016 года.

1 марта 2020 года произведена перемаркировка энергоблока № 10 с увеличением мощности до 666 МВт. В состав блока № 10 входят:

- паровой котлоагрегат HG-2100/25,4-УМ16;
- паровая турбоустановка CLN-660-24.2/566/566;
- турбогенератор QFSN-660-2.

Основным топливом является каменный уголь (марки КСН) Экибастузского месторождения (Республика Казахстан) для старой части станции, уголь (марки Д) Кузнецкого угольного бассейна является основным видом топлива для энергоблока №10. Растопочным топливом является топочный мазут марки М100. Резервного топлива не предусмотрено.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Троицкой ГРЭС:

цех топливоподачи в составе: узел пересыпки № 2а, узел пересыпки № 1, узел пересыпки № 4, узел пересыпки № 5, узел пересыпки № 1а, узел пересыпки № 2, здание узла пересыпки № 4 (1 очереди), здание узла пересыпки № 3 блока 9, здание дробильного корпуса № 2, галерея транспортеров № 29, загрузочные бункера угля 3 очереди, здание поста электрической централизации, железнодорожный пост № 1, галерея транспортеров № 13, здание узла пересыпки № 2 блока 9, здание узла пересыпки № 1 блока 9, галерея транспортеров № 26, галерея транспортеров № 25, здание щита управления топливоподачи, загрузочный бункер на складе угля, железнодорожные пути к вагонопрокидывателю № 1, 2, здание узла пересыпки № 2а, размораживающее устройство вагонопрокидывателя № 4, 5, здание узла пересыпки № 5, здание узла пересыпки № 1а, здание узла пересыпки № 2, здание щита управления ЦТП, галерея транспортеров № 1, галерея транспортеров № 11, галерея транспортеров № 15, здание вагонопрокидывателя № 1, 2, галерея транспортеров № 16, дробильный корпус № 1, железнодорожные внутростанционные пути, здание узла пересыпки № 6, галерея транспортеров № 3, здание вагонопрокидывателя № 4, № 5, весовая будка № 4, размораживающее устройство на 6 вагонов вагонопрокидывателя № 2, здание узла пересыпки № 4 очереди № 3, галерея транспортеров № 7, галерея транспортеров № 14, склад угля, здание вагонопрокидывателя № 3, галерея транспортеров № 27, загрузочный бункер на складе угля, галерея транспортеров № 28, мазутосливная эстакада, здание узла пересыпки № 1 (1 очереди), галерея транспортеров № 18, здание дробильного корпуса блока № 9, галерея транспортеров № 4, размораживающее устройство вагонопрокидывателя № 3, галерея транспортеров № 10 и № 12, галерея транспортеров № 2, размораживающее устройство на 6 вагонов вагонопрокидывателя № 1, галерея транспортеров № 24, железнодорожный тупик, здание узла пересыпки (1 очереди), подъездной железнодорожный путь от станции Золотая Сопка до ГРЭС, галерея транспортеров № 1, подъездные железнодорожные пути № 4 и № 5, железнодорожный путь № 2 подачи угля, железнодорожные пути в районе дробильного корпуса, железнодорожный путь № 7, железнодорожный путь к вагонопрокидывателю № 5, железнодорожный

путь № 20, железнодорожный путь № 21 надвига вагонов, железнодорожный путь № 18, железнодорожный путь № 19, железнодорожный путь № 20, железнодорожный путь № 21, железнодорожный путь № 10, узел пересыпки Т-1, узел пересыпки Т-2, узел пересыпки Т-3, узел пересыпки Т-4, помещение устройства натяжения ленты конвейера угольного склада, дробильный корпус, здание вагоноопрокидывателей, галерея конвейеров С-1 А/В, галерея конвейеров С-2А/В, галерея конвейера С-3, галерея конвейера С-4, галерея конвейеров С-5А/В, галерея конвейеров С-6А/В, угольный склад, приемно-сливная эстакада мазута.

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

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

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

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

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

Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС.

Южноуральская ГРЭС введена в эксплуатацию 28 апреля 1952 года.

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

ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;

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

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

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

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Еманжелинка с отпайками;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Казачья;

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

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

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

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

КВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Таганай с отпайками;

ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская.

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

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

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

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Южноуральской ГРЭС:

главный корпус, здание главного щита управления, здание трансформаторного маслохозяйства, здание главного распределительного устройства 10 кВ, здание электролизерной установки, здание закрытого распределительного устройства 6 кВ, здание химводоочистки и склада соли, здание предочистки, здание насосной и водоприемника 1 очереди, здание насосной и водоприемника 2 очереди, здание насосной станции № 3, здание объединенной багерной, здание багерная насосная 4 очереди, здание объединенной насосной станции, здание мазутонасосной станции, здание отстойно-фильтровальной станции, здание дробильного корпуса № 1, здание дробильного корпуса № 2, здание газораспределительного пункта, здание разгрузочного устройства с вагоноопрокидывателем, сооружение – дымовая труба № 1, сооружение – дымовая труба № 2, сооружение – дымовая труба № 3, сооружение – дымовая труба № 4, сооружение – дымовая труба № 5, газоходы, сооружение – приемное устройство для слива мазута, земляная плотина, железобетонный водосброс, струенаправляющая дамба, отводящие каналы, дамбы золошлакоотвала, железобетонная эстакада трубопроводов, сооружение – открытое распределительное устройство, сооружение – галерея транспортера № 2, сооружение – галерея транспортера № 3, сооружение – галерея транспортера № 5, 6, сооружение – галерея транспортера № 7, сооружение – галерея транспортера № 8, сооружение – галерея транспортеров № 9 - 10, сооружение – галерея транспортеров № 11 – 12, сооружение – галерея транспортера № 13, сооружение – галерея транспортера № 14, сооружение – галерея транспортера № 15, сооружение – галерея транспортера № 18, сооружение – галерея транспортера № 19.

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

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

Основное оборудование каждого энергоблока включает в себя высокоэффективные газотурбинную и паротурбинную установки производства «SiemensAG» и котел-утилизатор производства «ЗиО-Подольск». Данное оборудование 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 подводными трубопроводами протяженностью 2 километра от магистрального газопровода высокого давления. В качестве аварийного используется дизельное топливо.

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

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

КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;  
КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная.

Энергоблоки присоединены к ОРУ 220 кВ.

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

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

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

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-1;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2;

ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7;

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

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

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

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

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

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Аргаяшской ТЭЦ:

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

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

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

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

- ВЛ 110 кВ Гранитная – Челябинская ТЭЦ-1;
- ВЛ 110 кВ Исаково – Челябинская ТЭЦ-1 с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЗСО;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Пластмасс;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Ю. Копи с отпайкой на ПС Н.О.В.;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ I цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – ЧТПЗ II цепь с отпайками.

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

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

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

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

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

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

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

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

- ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2;
- ВЛ 110 кВ Транзитная – Челябинская ТЭЦ-2;

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

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

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

Установленная тепловая мощность станции составляет 956 Гкал/час. На станции эксплуатируется 9 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 4 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 596 Гкал/час (2×138 и 2×160 Гкал/час). На станции установлены 2 водогрейных котла (№ 1В и 2В) суммарной установленной тепловой мощностью 360 Гкал/час (2×180 Гкал/час).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Тепличная.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выдача мощности Челябинской ТЭЦ-4 осуществляется на напряжении 220 и 110 кВ. Трансформаторы (автотрансформаторы) связи на станции

отсутствуют. Выдача мощности станции осуществляется по следующим линиям электропередачи:

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

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

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

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

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – СЗК с отпайкой на ПС Цинковая 110 кВ;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Восточная;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Тракторозаводская;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 1 с отпайкой на ПС Цинковая 110;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Заречная I цепь;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Заречная II цепь.

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

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

В качестве основного и резервного топлива используется природный газ.

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

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

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

Введена в работу в 2010 году.

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

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

Установленная тепловая мощность станции составляет 80 Гкал/час. На станции установлены два водогрейных котла-утилизатора

КУВ 23,2 (20) (2×20 Гкал/час), а также 2 водогрейных котла КВ-Г-23,3-170 (2×20 Гкал/час).

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

В качестве основного (резервного) топлива используется природный газ.

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

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

Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»).

Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки w20V34SG производства Wartsila мощностью по 10 МВт каждая. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 20 МВт.

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

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

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

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Карабашской МКЭУ:

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

Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»).

Дата ввода в эксплуатацию – 1 июля 2016 года.

На станции установлены две газопоршневые установки w20V34SG производства Wartsila мощностью 10 МВт каждая. Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 20 МВт.

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

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

Основным топливом газопоршневых агрегатов и водогрейных котлов является природный газ. В качестве резервного для водогрейных котлов № 3-6

используется дизельное топливо. Резервное топливо для водогрейных котлов № 1-2 и газопоршневых агрегатов не предусмотрено.

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Каслинской МКЭУ:

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

Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 300 МВт.

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

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС I цепь с отпайкой на ПС 64;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС II цепь с отпайкой на ПС 64;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 I цепь;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – ПС 77 II цепь;

ВЛ 110 кВ ПС63 – МТЭЦ I цепь;

ВЛ 110 кВ ПС63 – МТЭЦ II цепь.

На станции установлены 6 генераторов.

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

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

Магнитогорская ЦЭС (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 208,77 МВт.

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

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС I цепь с отпайкой на ПС 64;

ВЛ 110 кВ МТЭЦ – МЦЭС II цепь с отпайкой на ПС 64;

ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 23;

КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11;

ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 62 с отпайкой на ПС 85;

ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 87;

ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 I цепь;

ВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 96 II цепь.

На станции установлены 9 генераторов.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 670 Гкал/час. На станции эксплуатируется 8 энергетических котлов. На станции

эксплуатируется 9 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 470 Гкал/час. Установленная тепловая мощность двух водогрейных котлов составляет 200 Гкал/час.

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

ПВЭС-1 (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 10 МВт.

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

На станции установлены 2 генератора.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 70 Гкал/час. На станции эксплуатируется 3 энергетических котла. На станции эксплуатируется 2 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 70 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

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

ПВЭС-2 (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 91 МВт.

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

На станции установлены 4 генератора.

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

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

ПСЦ (ПАО «ММК»).

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 18,92 МВт.

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

На станции установлены 3 генератора.

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

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

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

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 229 МВт.

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

ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь;

ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь.

На станции установлены 8 генераторов.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 1392,34 Гкал/час. На станции эксплуатируется 11 энергетических котлов. На станции эксплуатируется 8 турбин с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 687 Гкал/час. На станции также установлены 6 водогрейных котлов суммарной установленной тепловой мощностью 600 Гкал/час (ПТВМ-100). Установленная тепловая мощность прочего оборудования составляет 105,34 Гкал/час.

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

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения ТЭЦ ЧМК:

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

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

Введена в работу 1 декабря 2015 года.

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 3,5 МВт.

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

На станции установлен 1 генератор.

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

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

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

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 24,5 МВт.

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

На станции установлены 2 генератора.

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

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

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения Тургоякской ТЭЦ:

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

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

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

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

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 20 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла. На станции

установлен 1 водогрейный котел установленной тепловой мощностью 20 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

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

ТЭЦ УралАЗ (АО «ЭнСер»).

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

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

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

ВЛ 110 кВ Тургояк – ТЭЦ УралАЗ.

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 575 Гкал/час. На станции эксплуатируется 4 энергетических котла. На станции эксплуатируется 3 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 175 Гкал/час. На станции установлены 4 водогрейных котла суммарной установленной тепловой мощностью 400 Гкал/час.

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

Ниже представлен перечень объектов основного производственного назначения ТЭЦ УралАЗ:

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

ТЭЦ Магнезит (АО «Комбинат Магнезит»).

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

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

Суммарная установленная тепловая мощность станции составляет 15,8 Гкал/час. На станции эксплуатируется 5 энергетических котлов. На

станции эксплуатируется 2 турбины с суммарной установленной тепловой мощностью отборов 15,8 Гкал/час. Иное оборудование для отпуска тепла на станции отсутствует.

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

ТЭЦ-1 ЗЭМЗ - Энерго (ООО «ЗЭМЗ Энерго» (АО «Златоустовский электрометаллургический завод»)).

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

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

Установленная тепловая мощность ЦЭС составляет 408 Гкал/час. На станции эксплуатируется 2 энергетических котла (№ 3 и № 4). Суммарная установленная мощность энергетических котлов составляет 68 Гкал/час. На станции установлены 3 паровых котла (№ 1, 2, и 10) суммарной установленной тепловой мощностью 40 Гкал/час. На станции установлены 4 водогрейных котла (№ 5, 6, 7 и 8) суммарной установленной тепловой мощностью 300 Гкал/час.

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

ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод».

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

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

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

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

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

основное здание ТЭЦ, дымовая труба паровых котлов № 4, № 7, дымовая труба парового котла № 6; здание центрального теплового пункта; баки-аккумуляторы горячей воды № 1, № 2; здание промышленной котельной № 2; здание дымовой трубы высотой 120 метров; здание центрального распределительного пункта 3,15/10 кВ; здание насосной оборотного цикла

машзала № 2; сооружение брызгального бассейна, железнодорожная эстакада слива-налива; приемная ёмкость 60 кубических метров (подземного размещения); бак хранения 2000 кубических метров (1 штука); бак хранения 5000 кубических метров (1 штука); насосная станция с группой насосов и сетевыми подогревателями; мазутопроводы и технологические трубопроводы в пределах мазутного хозяйства; сеть мазутопроводов для раздачи потребителям предприятия в однотрубном исчислении 2400 метров; сеть пароспутников.

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

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

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

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

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

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

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 16 МВт.

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

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

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

ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 3,09 МВт.

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

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

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

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 12 МВт.

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

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

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

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

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 17,2 МВт.

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

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

ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 8,6 МВт.

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

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

ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 77,4 МВт.

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

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

ГПЭС АО «Михеевский ГОК».

Установленная мощность генерирующего оборудования станции составляет 92,0 МВт.

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

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

Перечень установленного на электростанциях основного оборудования представлен в таблице 18.





|   |                 |   |      |               |               |   |      |                 |            |      |        |     |    |             |             |      |        |
|---|-----------------|---|------|---------------|---------------|---|------|-----------------|------------|------|--------|-----|----|-------------|-------------|------|--------|
| КА-11   | ПК-14Р          | машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» | 1956 | уголь         | уголь         | - | -    | -               | -          | -    | -      | -   | -  | -           | -           | -    | -      |
| КА-12   | ПК-14Р          | машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» | 1956 | уголь         | газ природный | - | 7    | T-82/100-90/2,5 | ЛМЗ        | 1956 | 82     | 105 | 7  | ТВ2-100-2   | Электросила | 1956 | 100    |
| КА-13   | ПК-14Р          | машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» | 1957 | уголь         | газ природный | - | 8    | T-82/100-90/2,5 | ЛМЗ        | 1956 | 82     | 105 | 8  | ТВ2-100-2   | Электросила | 1956 | 100    |
| КА-14   | ПК-33-83СП      | машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» | 1961 | газ природный | газ природный | - | 9    | K-200-130-1     | ЛМЗ        | 1961 | 200    | -   | 9  | ТВФ-200-2   | Электросила | 1961 | 200    |
| КА-15   | ПК-33-83СП      | машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» | 1961 | газ природный | газ природный | - | 10   | K-200-130-1     | ЛМЗ        | 1961 | 200    | -   | 10 | ТВФ-200-2   | Электросила | 1961 | 200    |
| Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2 |                 |   |      |               |               |   |      |                 |            |      |        |     |    |             |             |      |        |
| КУ-1  | П-140           | машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» | 2014 | газ           | -             | - | ПТ-1 | SST5-3000       | Siemens AG | 2014 | 422,08 | -   | 1  | SGen5-2000H | SiemensAG   | 2014 | 422,08 |
|   |                 |   |      |               |               |   | ГТ-1 | SGT5-4000F      | Siemens AG | 2014 |        | -   |    |             |             |      |        |
| КУ-2  | П-140           | машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» | 2014 | газ           | -             | - | ПТ-2 | SST5-3000       | Siemens AG | 2014 | 422,42 | -   | 2  | SGen5-2000H | SiemensAG   | 2014 | 422,42 |
|   |                 |   |      |               |               |   | ГТ-2 | SGT5-4000F      | Siemens AG | 2014 |        | -   |    |             |             |      |        |
| ВК-1  | FR 10-12-16-204 | «ЗИОСАБ - Дон»                          | 2013 | газ природный | газ природный | - | -    | -               | -          | -    | -      | -   | -  | -           | -           | -    | -      |
| ВК-2  | FR 10-12-16-204 | «ЗИОСАБ - Дон»                          | 2013 | газ природный | газ природный | - | -    | -               | -          | -    | -      | -   | -  | -           | -           | -    | -      |
| ВК-3  | FR 10-12-16-204 | «ЗИОСАБ - Дон»                          | 2014 | газ природный | газ природный | - | -    | -               | -          | -    | -      | -   | -  | -           | -           | -    | -      |
| Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»      |                 |   |      |               |               |   |      |                 |            |      |        |     |    |             |             |      |        |

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

|   |                       |   |      |             |     |     |    |                   |                                 |      |      |     |    |                 |   |      |        |
|---|-----------------------|---|------|-------------|-----|-----|----|-------------------|---------------------------------|------|------|-----|----|-----------------|---|------|--------|
| 6   | ТКП-3                 | ТКЗ                                       | 1943 | газ         | газ | -   | -  | -                 | -                               | -    | -    | -   | -  | -               | -   | -    | -      |
| КУ-1  | Пр-76-3,3-415 (ПК-79) | ОАО «Подольский машиностроительный завод» | 2013 | газ         | газ | 8.5 | 10 | MS6001B (PG6581B) | «GE Energy Products France SNC» | 2013 | 41,8 | -   | 10 | BDAX 7-290ERH N | BRUSH Electrical Machines Ltd. Великобритания | 2014 | 43,775 |
| КУ-2  | Пр-76-3,3-415 (ПК-79) | ОАО «Подольский машиностроительный завод» | 2013 | газ         | газ | 8.5 | 11 | MS6001B (PG6581B) | «GE Energy Products France SNC» | 2013 | 42   | -   | 11 | BDAX 7-290ERH N | BRUSH Electrical Machines Ltd. Великобритания | 2014 | 43,775 |
| 2В  | ПТВМ-100              | БКЗ                                       | 1971 | газ         | газ | 100 | -  | -                 | -                               | -    | -    | -   | -  | -               | -   | -    | -      |
| 3В  | ПТВМ-100              | БКЗ                                       | 1972 | газ         | газ | 100 | -  | -                 | -                               | -    | -    | -   | -  | -               | -   | -    | -      |
| 5В  | КВГМ-100              | ДКЗ                                       | 1981 | газ         | газ | 100 | -  | -                 | -                               | -    | -    | -   | -  | -               | -   | -    | -      |
| 6В  | КВГМ-100              | ДКЗ                                       | 1986 | газ         | газ | 100 | -  | -                 | -                               | -    | -    | -   | -  | -               | -   | -    | -      |
| Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум» |                       |   |      |             |     |     |    |                   |                                 |      |      |     |    |                 |   |      |        |
| 1   | БКЗ-210-140Ф          | БКЗ                                       | 1962 | бурый уголь | газ | -   | 1  | ПТ-60-130/13      | ЛМЗ                             | 1962 | 60   | 138 | 1  | ТВ-60-2         | Электросила                                   | 1962 | 60     |
| 2   | БКЗ-210-140Ф          | БКЗ                                       | 1963 | бурый уголь | газ | -   | 2  | ПТ-60-130/13      | ЛМЗ                             | 1964 | 60   | 138 | 2  | ТФ-60-2УЗ       | ПАО НПО ЭЛСИБ                                 | 2016 | 60     |
| 3   | БКЗ-210-140Ф          | БКЗ                                       | 1964 | бурый уголь | газ | -   | 3  | Т-100-130         | УТМЗ                            | 1968 | 100  | 160 | 3  | ТВФ-120-2       | Сибэлектро-тяжмаш, г. Новосибирск             | 1977 | 100    |
| 4   | БКЗ-210-140Ф          | БКЗ                                       | 1965 | бурый уголь | газ | -   | 4  | Т-100-130         | УТМЗ                            | 1969 | 100  | 160 | 4  | ТФ-100-2УЗ      | ПАО НПО ЭЛСИБ                                 | 2010 | 100    |





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

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

|                    |                      |                                  |      |     |                         |     |   |                    |     |      |       |     |   |            |                |      |    |  |
|--------------------|----------------------|----------------------------------|------|-----|-------------------------|-----|---|--------------------|-----|------|-------|-----|---|------------|----------------|------|----|--|
|                    |                      |                                  |      |     | газ                     |     |   |                    |     |      |       |     |   |            |                |      |    |  |
| 7                  | ТП-200-1             | ТКЗ                              | 1952 | газ | доменный газ            | -   | 6 | Т-42/50-2,8        | УТЗ | 1951 | 42,77 | 90  | 6 | Т2-25-2    | Электросила    | 1951 | 30 |  |
| 8                  | ТП-200-1             | ТКЗ                              | 1956 | газ | доменный газ            | -   | 7 | Т-25-29            | УТЗ | 1952 | 25    | 90  | 7 | ТВС-32 УЗ  | город Лысьва   | 2002 | 30 |  |
| -                  | -                    | -                                | -    | -   | -                       | -   | 8 | ПТ-40-2,9          | ЛМЗ | 2003 | 40    | 80  | 8 | ТФП-40-2УЗ | Электросила    | 2003 | 40 |  |
| 9                  | ПТВМ-100             | БКЗ                              | 1965 | газ | доменный газ            | 100 | - | -                  | -   | -    | -     | -   | - | -          | -              | -    | -  |  |
| 10                 | ПТВМ-100             | ДКЗ                              | 1971 | газ | доменный газ            | 100 | - | -                  | -   | -    | -     | -   | - | -          | -              | -    | -  |  |
| ПВЭС-1 (ПАО «ММК») |                      |                                  |      |     |                         |     |   |                    |     |      |       |     |   |            |                |      |    |  |
| 1                  | Стерлинг, Дюрр-Верке | Завод Дюрр-Верке, Германия       | 1931 | газ | доменный газ            | -   | 1 | Р-6-35/10М         | КТЗ | 1998 | 6     | 35  | 1 | Т-6-2УЗ    | город Лысьва   | 1997 | 6  |  |
| 2                  | Стерлинг, Дюрр-Верке | Завод Дюрр-Верке, Германия       | 1931 | газ | доменный газ            | -   | 2 | Р-4-35/10М         | КТЗ | 1998 | 4     | 35  | 2 | Т-4-2УЗ    | город Лысьва   | 1997 | 4  |  |
| 3                  | Стерлинг, Дюрр-Верке | Завод Дюрр-Верке, Германия       | 1932 | газ | доменный газ            | -   | - | -                  | -   | -    | -     | -   | - | -          | -              | -    | -  |  |
| ПВЭС-2 (ПАО «ММК») |                      |                                  |      |     |                         |     |   |                    |     |      |       |     |   |            |                |      |    |  |
| 1                  | ТП-7                 | ТКЗ                              | 1943 | газ | доменный, коксовый газы | -   | 1 | ПТ-29/35-3,0/1,0   | КТЗ | 2000 | 29    | 95  | 1 | ТФП-25-2УЗ | Электросила    | 1999 | 30 |  |
| 2                  | ТП-7                 | ТКЗ                              | 1943 | газ | доменный, коксовый газы | -   | 2 | Р-25-90/18         | ХТЗ | 1964 | 25    | 155 | 2 | ТВС-30     | Электротяж маш | 1964 | 25 |  |
| 3                  | Бабкок-Вилькокс      | США, штат Огайо, город Барбертон | 1951 | газ | доменный, коксовый газы | -   | 3 | ПТ-12/13-3,4/1,0-1 | КТЗ | 1998 | 12    | 58  | 3 | Т-12-2УЗ   | город Лысьва   | 1998 | 12 |  |

|   |                 |   |      |                                    |                         |   |   |                    |                         |      |      |     |   |                  |             |      |    |
|---|-----------------|---|------|------------------------------------|-------------------------|---|---|--------------------|-------------------------|------|------|-----|---|------------------|-------------|------|----|
| 4   | Бабкок-Вилькокс | США, штат Огайо, город Барбертон        | 1954 | газ                                | доменный, коксовый газы | - | 4 | ПТ-25/30-8,8/1,0-1 | КТЗ                     | 1999 | 25   | 32  | 4 | ТФП-25-2У3       | Электросила | 1998 | 30 |
| 5   | ПК-14-2 М       | Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» | 1964 | газ                                | доменный, коксовый газы | - | - | -                  | -                       | -    | -    | -   | - | -                | -           | -    | -  |
| 6   | ПК-14-2 М       | Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» | 1966 | газ                                | доменный, коксовый газы | - | - | -                  | -                       | -    | -    | -   | - | -                | -           | -    | -  |
| 7   | КГМ 125-10-540  | ОАО «Балтийский завод»                  | 2002 | газ                                | доменный, коксовый газы | - | - | -                  | -                       | -    | -    | -   | - | -                | -           | -    | -  |
| ПСЦ (ПАО «ММК»)                                 |                 |   |      |                                    |                         |   |   |                    |                         |      |      |     |   |                  |             |      |    |
| 1   | КГМ-3Г          | -                                       | 2002 | газ                                | -                       | - | 1 | Р-4-35/15М         | -                       | 2002 | 4    | -   | 1 | -                | -           | -    | -  |
| 2   | ППУ-10          | -                                       | 2005 | газ                                | -                       | - | 2 | ST3-VE32A          | Siemens                 | 2005 | 7,46 | 60  | 2 | -                | -           | -    | -  |
| 3   | ППУ-10          | -                                       | 2005 | газ                                | -                       | - | 3 | ST3-VE32A          | Siemens                 | 2005 | 7,46 | 60  | 3 | -                | -           | -    | -  |
| ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго») |                 |   |      |                                    |                         |   |   |                    |                         |      |      |     |   |                  |             |      |    |
| 1   | ТКЗ-125         | ТКЗ                                     | 1943 | природный, доменный, коксовый газы | -                       | - | 2 | П-25-2,9/1,3-2     | ЛМЗ                     | 1950 | 25   | 109 | 2 | Т2-25-2          | -           | 1950 | 25 |
| 2   | ТКЗ-125         | ТКЗ                                     | 1943 | природный, доменный, коксовый газы | -                       | - | 3 | ПТ-35-2,9/1,0      | ЛМЗ                     | 2002 | 35   | 107 | 3 | ТФП-40-2         | -           | 2002 | 40 |
| 3   | ТКЗ-125         | ТКЗ                                     | 1945 | природный, доменный, коксовый газы | -                       | - | 4 | Р-10-6,4/2,6       | ДЖИИ (General Electric) | 1948 | 10   | -   | 4 | АТВ-2-31250-3000 | -           | 1948 | 25 |













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

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

|                                    |   |   |   |   |   |   |    |              |   |      |     |   |    |   |   |   |     |
|------------------------------------|---|---|---|---|---|---|----|--------------|---|------|-----|---|----|---|---|---|-----|
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 2  | CG260-16     | - | 2017 | 4,3 | - | 2  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 3  | CG260-16     | - | 2017 | 4,3 | - | 3  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 4  | CG260-16     | - | 2017 | 4,3 | - | 4  | - | - | - | 4,3 |
| ГПЭС ЗАО «КМЭЗ» ООО «Капитал-Сити» |   |   |   |   |   |   |    |              |   |      |     |   |    |   |   |   |     |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 1  | CG260-16     | - | 2015 | 4,3 | - | 1  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 2  | CG260-16     | - | 2015 | 4,3 | - | 2  | - | - | - | 4,3 |
| ГПЭС Варненская ООО «Капитал-Сити» |   |   |   |   |   |   |    |              |   |      |     |   |    |   |   |   |     |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 1  | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 1  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 2  | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 2  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 3  | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 3  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 4  | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 4  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 5  | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 5  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 6  | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 6  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 7  | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 7  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 8  | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 8  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 9  | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 9  | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 10 | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 10 | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 11 | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 11 | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 12 | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 12 | - | - | - | 4,3 |
| -                                  | - | - | - | - | - | - | 13 | TCG 2032 V16 | - | 2018 | 4,3 | - | 13 | - | - | - | 4,3 |



|   |   |   |   |   |   |   |    |          |   |      |     |   |    |   |   |   |     |
|---|---|---|---|---|---|---|----|----------|---|------|-----|---|----|---|---|---|-----|
| - | - | - | - | - | - | - | 21 | CG260-16 | - | 2015 | 4,0 | - | 21 | - | - | - | 4,0 |
| - | - | - | - | - | - | - | 22 | CG260-16 | - | 2015 | 4,0 | - | 22 | - | - | - | 4,0 |
| - | - | - | - | - | - | - | 23 | CG260-16 | - | 2015 | 4,0 | - | 23 | - | - | - | 4,0 |

В таблице 19 и на рисунке 10 представлены данные распределения установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области.

Таблица 19

Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области по состоянию на 1 января 2021 года

| № п/п                              | Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий                 | Установленная мощность, МВт |
|------------------------------------|--|-----------------------------|
| Троицкий энергорайон               |  | 836                         |
| 1.                                 | Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС   | 836                         |
| Еманжелинский энергорайон          |  | 1591,5                      |
| 2.                                 | Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС                          | 747                         |
| 3.                                 | Филиал АО «Интер РАО – Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2                        | 844,5                       |
| Северный энергорайон               |  | 311,09                      |
| 4.                                 | Аргаяшская ТЭЦ Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                             | 256                         |
| 5.                                 | Карабашская МКЭУ (ООО «Перспектива»)   | 20                          |
| 6.                                 | Каслинская МКЭУ (ООО «Перспектива»)  | 20                          |
| 7.                                 | ГПЭС Энергоцентр город Снежинск (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е.И. Забабахина») | 12                          |
| 8.                                 | ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»  | 3,09                        |
| Челябинский энергорайон            |  | 2033,3                      |
| 9.                                 | Челябинская ТЭЦ-1 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                          | 133,8                       |
| 10.                                | Челябинская ТЭЦ-2 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                          | 320                         |
| 11.                                | Челябинская ТЭЦ-3 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                          | 593                         |
| 12.                                | Челябинская ТЭЦ-4 Филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»                          | 757,5                       |
| 13.                                | ТЭЦ ЧМК (Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго»)                                      | 229                         |
| Магнитогорский энергорайон         |  | 628,92                      |
| 14.                                | Магнитогорская ГТ-ТЭЦ (РСЦ ГТ-ТЭЦ филиала АО «ГТ ТЭЦ Энерго»)                        | 18                          |
| 15.                                | Магнитогорская ТЭЦ (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)                  | 300                         |
| 16.                                | Магнитогорская ЦЭС (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)                  | 208,77                      |
| 17.                                | ПВЭС-1 (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)                              | 10                          |
| 18.                                | ПВЭС-2 (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)                              | 91                          |
| 19.                                | ПСЦ (ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»)                                 | 18,92                       |
| Златоустовско-Миасский энергорайон |  | 121                         |
| 20.                                | Тургоякская ТЭЦ (ТЭЦ АО «Миасский машиностроительный завод»)                         | 24,5                        |
| 21.                                | ТЭЦ УралАЗ АО («ЭнСер»)  | 36                          |
| 22.                                | ТЭЦ Комбинат Магnezит (АО «Комбинат Магnezит»)                                       | 24                          |
| 23.                                | ТЭЦ-1 ЗЭМЗ - Энерго (АО «Златоустовский металлургический завод»)                     | 6                           |
| 24.                                | ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»  | 14,5                        |

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

Рисунок 10

Распределение установленной мощности электрических станций по энергорайонам энергосистемы Челябинской области, МВт (процентов) по состоянию на 1 января 2021 года



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

Собственное производство электроэнергии в энергосистеме Челябинской области в 2020 году составило 25528,5 млн. кВт·ч.

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

В таблице 20 представлена выработка электрической энергии на электростанциях генерирующих компаний и промышленных предприятий в энергосистеме Челябинской области за 2020 год.

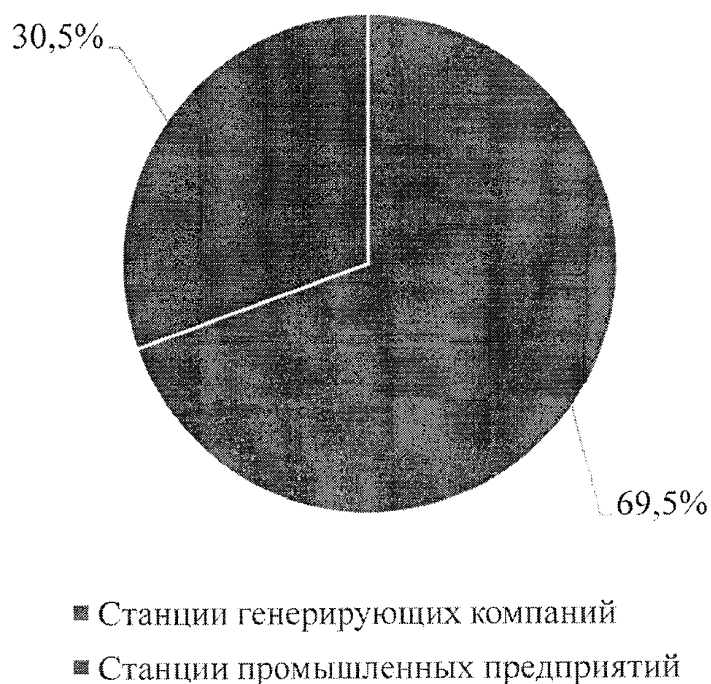
Таблица 20

Структура выработки электрической энергии электростанций энергосистемы Челябинской области за 2020 год

| №   | Наименование электростанции, электростанции промышленных предприятий | Выработка, млн. кВт·ч | Процент от суммарной выработки |
|---|--|-----------------------|--------------------------------|
| 1.  | Троицкая ГРЭС  | 949,3                 | 3,7                            |
| 2.  | Южноуральская ГРЭС   | 1502,9                | 5,9                            |
| 3.  | Южноуральская ГРЭС-2   | 3647,0                | 14,3                           |
| 4.  | Аргаяшская ТЭЦ   | 921,4                 | 3,6                            |
| 5.  | Челябинская ТЭЦ-1  | 846,7                 | 3,3                            |
| 6.  | Челябинская ТЭЦ-2  | 1220,1                | 4,8                            |
| 7.  | Челябинская ТЭЦ-3  | 3662,1                | 14,3                           |
| 8.  | Челябинская ТЭЦ-4  | 4118,8                | 16,1                           |
| 9.  | Магнитогорская ГТ-ТЭЦ  | 84,3                  | 0,3                            |
| 10.   | Карабашская МКЭУ   | 105,5                 | 0,4                            |
| 11.   | Каслинская МКЭУ  | 114,3                 | 0,4                            |
| 12.   | ГПЭС Варненская  | 568,3                 | 2,2                            |
| Итого генерирующие компании   |  | 17740,6               | 69,5                           |
| Итого электростанции промышленных предприятий   |  | 7787,9                | 30,5                           |
| Суммарная выработка электрической энергии электростанциями генерирующих компаний и станциями промышленных предприятий Челябинской области |  | 25528,5               | 100,0                          |

Структура выработки электроэнергии по видам собственности (по типам электростанций) представлена на рисунке 11.

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



В общей величине выработки электроэнергии всеми электростанциями энергосистемы Челябинской области в 2020 году доля выработки тепловыми электростанциями, принадлежащими генерирующим компаниям, составляет 69,5 процента. Выработка электростанциями промышленных предприятий составляет 30,5 процента от общей величины выработки электроэнергии.

В таблице 21 и на рисунке 12 представлена выработка электрической энергии на электростанциях генерирующих компаний и промышленных предприятий Челябинской области за последние 5 лет.

Таблица 21

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

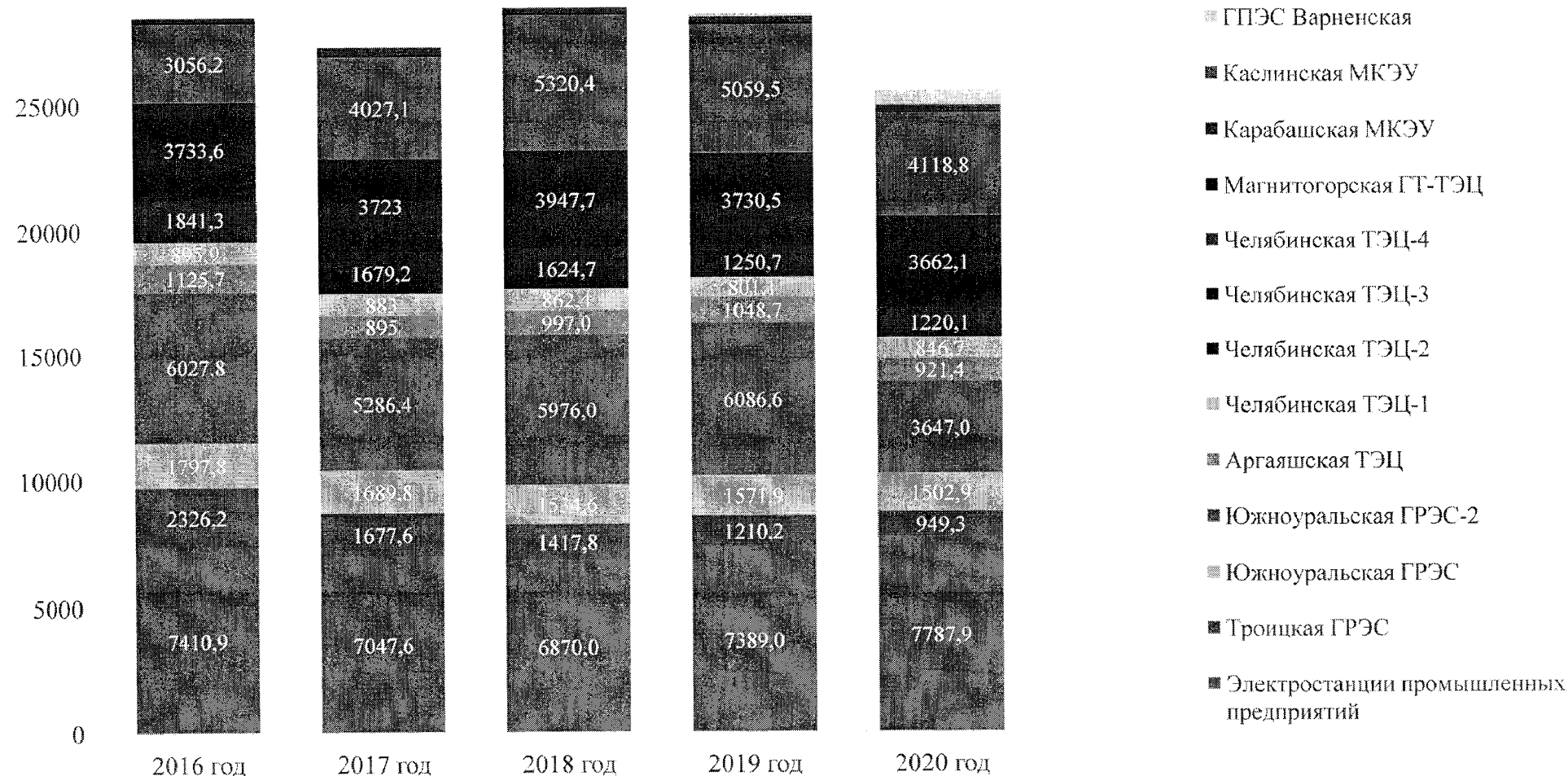
| №  | Наименование электростанции | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|--|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1 .  | Троицкая ГРЭС               | 2326,2   | 1677,6   | 1417,8   | 1210,2   | 949,3    |
| 2 .  | Южноуральская ГРЭС          | 1797,8   | 1689,8   | 1534,6   | 1571,9   | 1502,9   |
| 3 .  | Южноуральская ГРЭС-2        | 6027,8   | 5286,4   | 5976,0   | 6086,6   | 3647,0   |
| 4 .  | Аргаяшская ТЭЦ              | 1125,7   | 895,0    | 997,0    | 1048,7   | 921,4    |
| 5 .  | Челябинская ТЭЦ-1           | 895,9    | 883,0    | 862,4    | 801,1    | 846,7    |
| 6 .  | Челябинская ТЭЦ-2           | 1841,3   | 1679,2   | 1624,7   | 1250,7   | 1220,1   |
| 7 .  | Челябинская ТЭЦ-3           | 3733,6   | 3723,0   | 3947,7   | 3730,5   | 3662,1   |
| 8 .  | Челябинская ТЭЦ-4           | 3056,2   | 4027,1   | 5320,4   | 5059,5   | 4118,8   |
| 9 .  | Магнитогорская ГТ-ТЭЦ       | 109,0    | 126,7    | 88,2     | 89,2     | 84,3     |
| 10 .   | Карабашская МКЭУ            | 74,6     | 113,3    | 94,1     | 113,8    | 105,5    |
| 11 .   | Каслинская МКЭУ             | 71,3     | 147,3    | 101,9    | 121,3    | 114,3    |
| 12 .   | ГПЭС Варненская             | -        | -        | -        | 79,0     | 568,3    |
| Итого по электростанциям генерирующих компаний             |                             | 21059,5  | 20248,2  | 21964,8  | 21162,6  | 17740,6  |
| Итого по электростанциям промышленных предприятий          |                             | 7410,9   | 7047,6   | 6870,0   | 7389,0   | 7787,9   |
| Суммарная выработка электростанциями в Челябинской области |                             | 28470,4  | 27295,8  | 28834,9  | 28551,6  | 25528,5  |

Рисунок 12

Выработка электрической энергии на электростанциях Челябинской области за последние 5 лет

млн. кВт·ч

30000



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

1) балансы мощности.

Фактические балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2016 – 2020 годы приведены в таблице 22 и рисунке 13.

Таблица 22

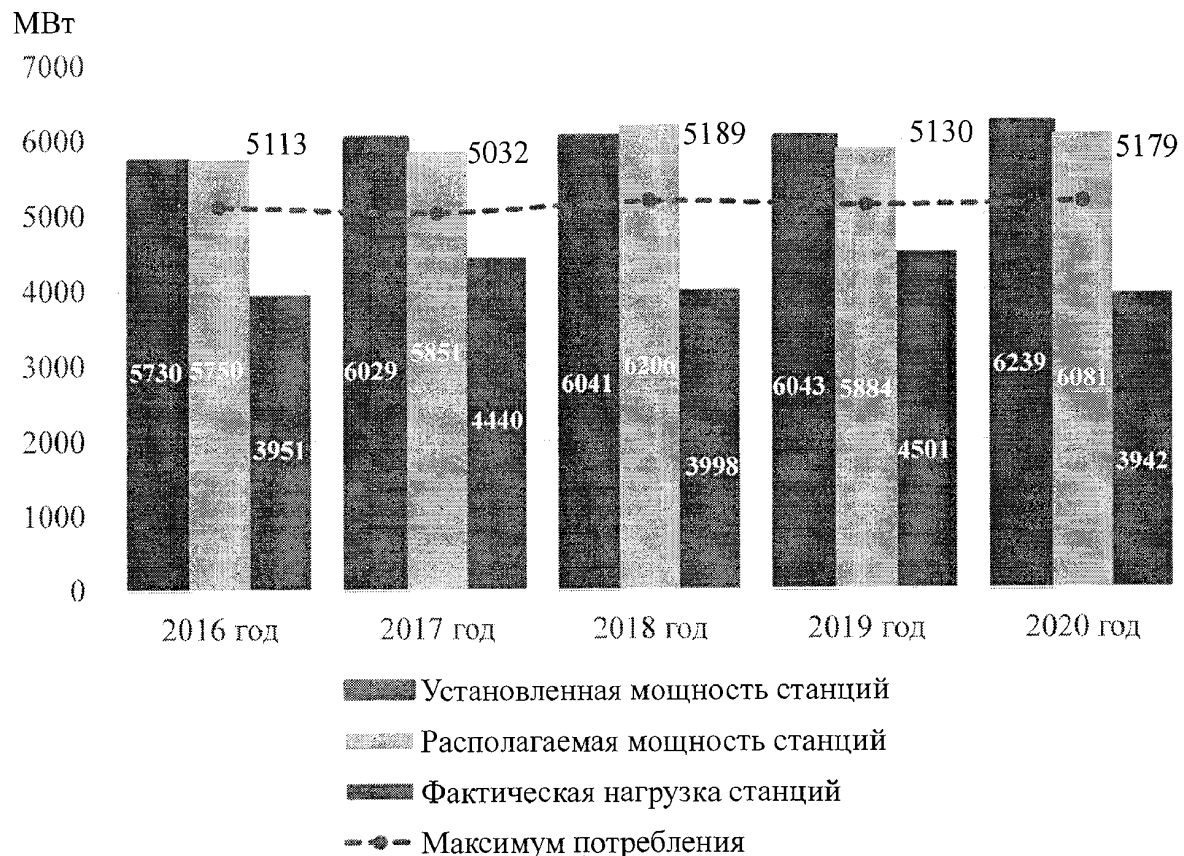
Балансы мощности энергосистемы Челябинской области  
за 2016–2020 годы, МВт

| №   | Мощность   | 2016 год                | 2017 год               | 2018 год               | 2019 год                | 2020 год                |
|-----|--|-------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 1.  | Дата, час максимума  | 22.12<br>16-00<br>(мск) | 25.12<br>9-00<br>(мск) | 24.01<br>7-00<br>(мск) | 05.02<br>11-00<br>(мск) | 22.12<br>16-00<br>(мск) |
| 2.  | Установленная мощность   | 5730,220                | 6028,810               | 6040,810               | 6042,610                | 6239,280                |
|     | ТЭС  | 5730,220                | 6028,810               | 6040,810               | 6042,610                | 6239,280                |
| 3.  | Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)           | 182,179                 | 326,472                | 411,190                | 300,660                 | 240,506                 |
|     | ТЭС  | 182,179                 | 326,472                | 411,190                | 300,660                 | 240,506                 |
| 4.  | Располагаемая мощность (значение пункта 2 – значение пункта 3 + значение пункта 11)                | 5750,386                | 5851,024               | 6206,004               | 5884,290                | 6081,298                |
|     | ТЭС  | 5750,386                | 5851,024               | 6206,004               | 5884,290                | 6081,298                |
| 5.  | Плановое ремонтное снижение  | 683,022                 | 113,437                | 406,0                  | 37,000                  | 231,000                 |
|     | ТЭС  | 683,022                 | 113,437                | 406,0                  | 37,000                  | 231,000                 |
| 6.  | Неплановое ремонтное снижение  | 485                     | 0                      | 648,022                | 55,000                  | 0,000                   |
|     | ТЭС  | 485                     | 0                      | 648,022                | 55,000                  | 0,000                   |
| 7.  | Мощность в консервации   | 0                       | 0                      | 0                      | 0                       | 0                       |
|     | ТЭС  | 0                       | 0                      | 0                      | 0                       | 0                       |
| 8.  | Рабочая мощность (значение пункта 4 - (значение пункта 5 + значение пункта 6 + значение пункта 7)) | 4582,364                | 5737,587               | 5151,982               | 5792,290                | 5850,298                |
|     | ТЭС  | 4582,364                | 5737,587               | 5151,982               | 5792,290                | 5850,298                |
| 9.  | Мощность в резерве (значение пункта 8 – значение пункта 10)  | 631,533                 | 1297,448               | 1153,751               | 1291,249                | 1908,656                |
|     | ТЭС  | 631,533                 | 1297,448               | 1153,751               | 1291,249                | 1908,656                |
| 10. | Нагрузка электростанций  | 3950,831                | 4440,139               | 3998,231               | 4501,041                | 3941,642                |
|     | ТЭС  | 3950,831                | 4440,139               | 3998,231               | 4501,041                | 3941,642                |
| 11. | В том числе превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании             | 202,345                 | 148,686                | 576,384                | 142,340                 | 82,524                  |

|     |                                  |           |          |           |          |           |
|-----|----------------------------------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|
|     | ТЭС                              | 202,345   | 148,686  | 576,384   | 142,340  | 82,524    |
| 12. | Максимум потребления             | 5113,049  | 5031,638 | 5189,363  | 5129,762 | 5179,006  |
| 13. | Сальдо перетоков (10-12)         | -1162,218 | -591,499 | -1191,132 | -628,721 | -1237,364 |
| 14. | Дефицит (-) / избыток (+) (8-12) | -530,685  | 705,949  | -37,381   | 662,528  | 671,292   |

Рисунок 13

Балансы мощности энергосистемы Челябинской области за 2016–2020 годы



В период с 2016 по 2020 год в энергосистеме Челябинской области установленная и располагаемая мощности электростанций превышают максимум потребления энергосистемы Челябинской области, однако с учетом фактической нагрузки электростанций баланс мощности в энергосистеме Челябинской области складывается с превышением потребления над выработкой электроэнергии;

2) балансы электрической энергии.

Фактические балансы электроэнергии за последние 5 лет (данные по электропотреблению и выработке электроэнергии по годам за 2016–2020 годы) приведены в таблице 23 и на рисунке 14.

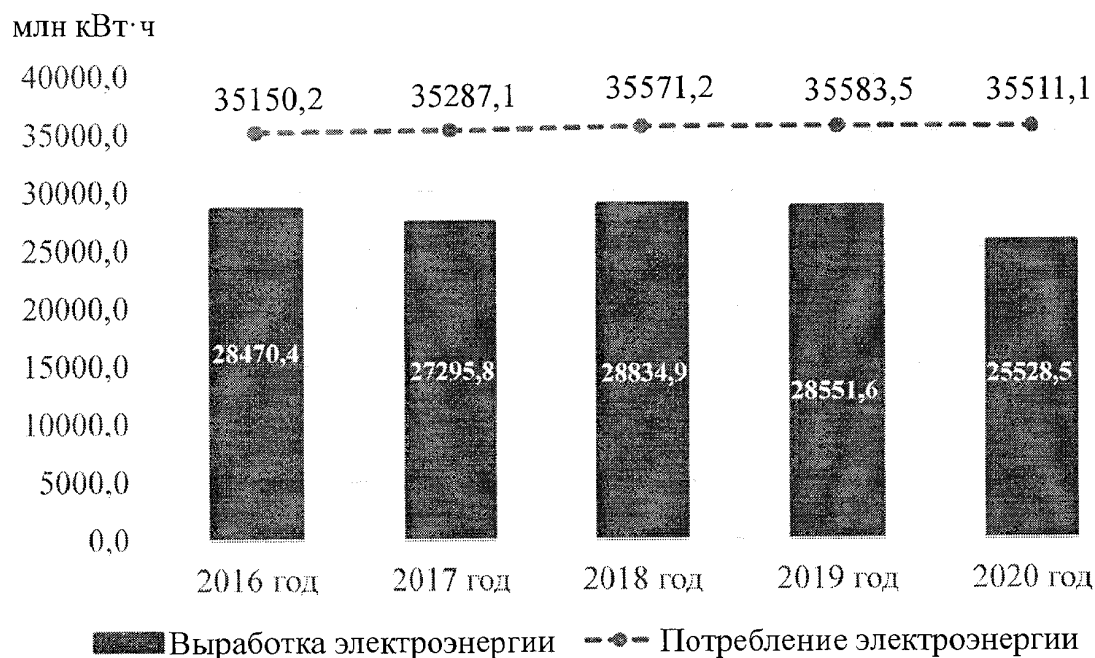
Таблица 23

Балансы электроэнергии энергосистемы Челябинской области  
за 2016–2020 годы

| Наименование, единица измерения                   | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| Электропотребление энергосистемы, млн. кВт·ч      | 35150,2  | 35287,1  | 35571,2  | 35583,5  | 35511,1  |
| Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч | -545,9   | 136,9    | 284,1    | 12,3     | -72,4    |
| Среднегодовые темпы прироста, процентов           | -1,5     | 0,4      | 0,8      | 0,03     | -0,20    |
| Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч              | 28470,4  | 27295,8  | 28834,9  | 28551,6  | 25528,5  |
| Абсолютный прирост выработки, млн. кВт·ч          | 1834,1   | -1174,6  | 1539,1   | -283,3   | -3023,1  |
| Среднегодовые темпы прироста, процентов           | 6,9      | -4,1     | 5,6      | -1,0     | -10,6    |
| Сальдо, млн. кВт·ч                                | 6679,8   | 7991,3   | 6736,3   | 7031,9   | 9982,6   |

Рисунок 14

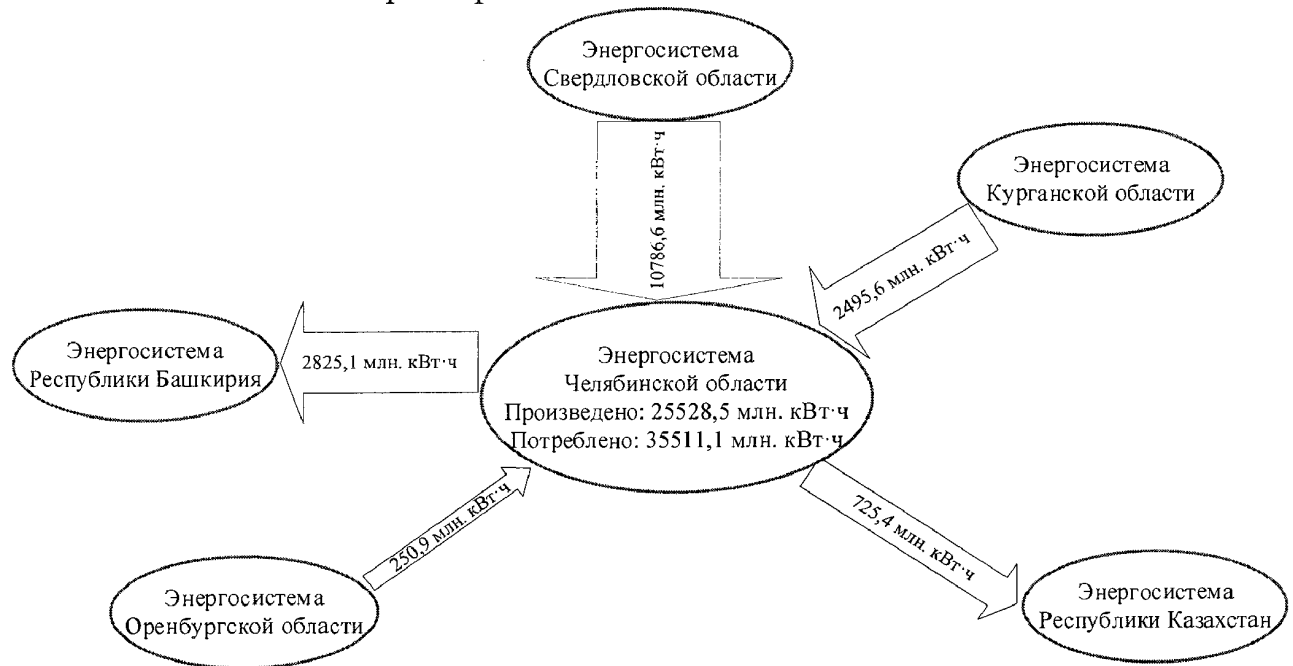
Балансы электроэнергии энергосистемы Челябинской области  
за 2016 – 2020 годы



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

Фактический баланс электроэнергии за 2020 год с учетом сальдо-перетоков в соседние энергосистемы представлен на рисунке 15.

## Баланс электроэнергии Челябинской области за 2020 год



## 26. Показатели работы электростанций за последние 5 лет.

В таблице 24 приведены данные по числу часов использования установленной мощности электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет. Данные представлены как для электростанций в целом, так и поагрегатно (при наличии информации). По станциям промышленных предприятий данные отсутствуют.

Таблица 24

Число часов использования  
установленной мощности электростанций за последние 5 лет

| Наименование электростанции | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Троицкая ГРЭС               | 1672        | 1198        | 1059        | 919         | 718         |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ТГ-1                        | 5459        | 5344        | 4611        | 3838        | 4187        |
| ТГ-2                        | 1804        | 336         | 72          | -           | -           |
| ТГ-3                        | 4286        | 4939        | 3503        | 1800        | 1318        |
| Блок № 8                    | 2359        | 925         | 341         | 15          | 51          |
| Блок № 10                   | 79          | 494         | 860         | 1093        | 684         |
| Южноуральская ГРЭС          | 2407        | 2262        | 2056        | 2104        | н/д*        |
| Южноуральская ГРЭС-2        | 7176        | 6260        | 7076        | 7207        | н/д*        |
| Аргаяшская ТЭЦ              | 5773        | 4590        | 4177        | 4101        | 3599        |
| В том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ТГ-1                        | 6735        | 5575        | 3855        | 2486        | 4447        |
| ТГ-2                        | 6506        | 5172        | 6653        | 4792        | 2073        |
| ТГ-3                        | 8985        | 2858        | 2024        | 2222        | 2838        |
| ТГ-4                        | -           | -           | -           | 7598        | 7104        |

|                          |      |      |      |      |      |
|--------------------------|------|------|------|------|------|
| ТГ-5                     | 5669 | 6565 | 2764 | 2138 | 3810 |
| ТГ-6                     | 203  | 13   | 27   | 2    | 5    |
| ТГ-7                     | 3901 | 5196 | 5131 | 5965 | 3915 |
| Челябинская ТЭЦ-1        | 6696 | 6599 | 6442 | 5987 | 6328 |
| в том числе поагрегатно: | -    | -    | -    | -    | -    |
| ТГ-7                     | 5984 | 5909 | 6116 | 5701 | 4562 |
| ТГ-8                     | 3359 | 3406 | 1397 | 2059 | 2527 |
| ТГ-9                     | -    | -    | -    | -    | -    |
| ТГ-10                    | 7891 | 7936 | 8071 | 7019 | 7823 |
| ТГ-11                    | 7916 | 7582 | 8028 | 7468 | 7187 |
| Челябинская ТЭЦ-2        | 5754 | 5247 | 5077 | 3908 | 3813 |
| в том числе поагрегатно: | -    | -    | -    | -    | -    |
| ТГ-1                     | 5602 | 4462 | 5020 | 1793 | 1626 |
| ТГ-2                     | 2787 | 2638 | 5638 | 4351 | 5770 |
| ТГ-3                     | 7080 | 6592 | 4419 | 3200 | 2602 |
| ТГ-4                     | 6300 | 5940 | 5433 | 5621 | 5162 |
| Челябинская ТЭЦ-3        | 6401 | 6278 | 6657 | 6291 | 6176 |
| в том числе поагрегатно: | -    | -    | -    | -    | -    |
| Блок № 1                 | 5524 | 5991 | 6605 | 6066 | 7469 |
| Блок № 2                 | 6509 | 6386 | 6195 | 7083 | 5579 |
| Блок № 3                 | 7021 | 6416 | 7055 | 5853 | 5638 |
| Челябинская ТЭЦ-4        | 6501 | 7515 | 7170 | 6736 | 5437 |
| в том числе поагрегатно: | -    | -    | -    | -    | -    |
| Блок № 1                 | 6395 | 6751 | 6977 | 6194 | 6057 |
| Блок № 2                 | 5365 | 6467 | 7430 | 6965 | 5140 |
| Блок № 3                 | -    | 3066 | 7104 | 7037 | 5136 |
| Магнитогорская ГТ-ТЭЦ    | 6056 | 7039 | 4900 | -    | н/д* |
| в том числе поагрегатно: | -    | -    | -    | -    | -    |
| ТГ-1                     | -    | -    | -    | 5728 | н/д* |
| ТГ-2                     | -    | -    | -    | 5687 | н/д* |
| Карабашская МКЭУ         | -    | -    | -    | -    | -    |
| в том числе поагрегатно: | -    | -    | -    | -    | н/д* |
| ГПУ № 1                  | 7952 | 5895 | 3919 | 6422 | н/д* |
| ГПУ № 2                  | 7963 | 5559 | 4581 | 5472 | н/д* |
| Каслинская МКЭУ          | -    | -    | -    | -    | -    |
| в том числе поагрегатно: | -    | -    | -    | -    | -    |
| ГПУ № 1                  | 7066 | 7711 | 3867 | 5931 | н/д* |
| ГПУ № 2                  | 6345 | 7413 | 5262 | 6585 | н/д* |
| ТЭЦ ЧМК                  | 6294 | 6442 | 6330 | 6126 | н/д* |

\* Н/д – данные не предоставлены собственником.

27. Электрический коэффициент использования установленной мощности.

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

В таблице 25 приведены данные по КИУМ-э электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет. Данные представлены как для электростанций в целом, так и поагрегатно (при наличии информации).

Таблица 25

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

| Наименование электростанции | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Троицкая ГРЭС               | 19,0        | 13,7        | 12,1        | 10,5        | 8,2         |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ТГ-1                        | 62,1        | 61,0        | 52,6        | 43,8        | 47,7        |
| ТГ-2                        | 20,5        | 3,8         | 0,8         | -           | -           |
| ТГ-3                        | 48,8        | 56,4        | 40          | 20,5        | 15,0        |
| блок № 8                    | 26,9        | 10,6        | 3,9         | 0,2         | 0,6         |
| блок № 10                   | 0,9         | 5,6         | 9,8         | 12,5        | 7,8         |
| Южноуральская ГРЭС          | 27,40       | 25,82       | 23,47       | 24,02       | н/д*        |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ТГ № 2                      | -           | -           | -           | -           | н/д*        |
| ТГ № 3                      | -           | -           | -           | -           | н/д*        |
| ТГ № 4                      | -           | -           | -           | -           | н/д*        |
| ТГ № 5                      | 80,85       | 79,90       | 86,42       | 83,2        | н/д*        |
| ТГ № 6                      | 28,57       | 14,13       | 15,25       | 8,88        | н/д*        |
| ТГ № 7                      | 85,03       | 78,46       | 62,73       | 63,65       | н/д*        |
| ТГ № 8                      | 44,75       | 58,00       | 43,75       | 58,06       | н/д*        |
| ТГ № 9                      | 0,29        | 0,14        | 0,3         | 0,24        | н/д*        |
| ТГ № 10                     | 0,99        | 0,14        | 0,23        | 0,61        | н/д*        |
| Южноуральская ГРЭС-2        | 81,69       | 71,46       | 80,78       | 82,28       | н/д*        |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ПГУ-1                       | 80,95       | 71,87       | 80,29       | 84,03       | н/д*        |
| ПГУ-2                       | 82,43       | 71,05       | 81,27       | 80,52       | н/д*        |
| Аргаяшская ТЭЦ              | 65,90       | 52,39       | 47,68       | 46,82       | 40,98       |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ТГ-1                        | 76,88       | 63,64       | 44,00       | 28,38       | 44,48       |
| ТГ-2                        | 74,27       | 59,05       | 75,95       | 54,70       | 20,27       |
| ТГ-3                        | 102,57      | 32,63       | 23,11       | 25,36       | 25,3        |
| ТГ-4                        | -           | -           | -           | 86,74       | 71,92       |
| ТГ-5                        | 64,71       | 74,95       | 31,56       | 24,41       | 46,1        |
| ТГ-6                        | 2,32        | 0,15        | 0,31        | 0,03        | 0,01        |
| ТГ-7                        | 44,53       | 59,32       | 58,58       | 68,09       | 40,30       |
| Челябинская ТЭЦ-1           | 76,44       | 75,34       | 73,54       | 68,35       | 72,04       |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |

|  |       |       |       |       |       |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| ТГ-7   | 68,31 | 67,45 | 69,82 | 65,08 | 51,93 |
| ТГ-8   | 38,35 | 38,88 | 15,95 | 23,51 | 57,23 |
| ТГ-9   | -     | -     | -     | -     | -     |
| ТГ-10  | 90,08 | 90,59 | 92,13 | 80,12 | 89,06 |
| ТГ-11  | 90,37 | 86,55 | 91,65 | 85,25 | 81,82 |
| Челябинская ТЭЦ-2                            | 65,69 | 59,90 | 57,96 | 44,62 | 43,40 |
| в том числе поагрегатно:                     | -     | -     | -     | -     | -     |
| ТГ-1   | 63,95 | 50,93 | 57,30 | 20,46 | 18,50 |
| ТГ-2   | 31,82 | 30,12 | 64,36 | 49,67 | 65,70 |
| ТГ-3   | 80,82 | 75,25 | 50,44 | 36,52 | 29,60 |
| ТГ-4   | 71,91 | 67,80 | 62,03 | 64,17 | 58,80 |
| Челябинская ТЭЦ-3                            | 73,07 | 71,67 | 76,00 | 71,81 | 70,30 |
| в том числе поагрегатно:                     | -     | -     | -     | -     | -     |
| блок № 1                                     | 63,06 | 68,40 | 75,40 | 69,25 | 85,03 |
| блок № 2                                     | 74,31 | 72,90 | 70,72 | 80,85 | 63,51 |
| блок № 3                                     | 80,15 | 73,24 | 80,53 | 66,81 | 64,18 |
| Челябинская ТЭЦ-4                            | 74,21 | 85,79 | 81,85 | 76,90 | 62,60 |
| в том числе поагрегатно:                     | -     | -     | -     | -     | -     |
| Блок № 1                                     | 73,00 | 77,07 | 79,64 | 70,71 | 69,14 |
| Блок № 2                                     | 61,25 | 73,83 | 84,81 | 79,51 | 58,67 |
| Блок № 3                                     | -     | 35,00 | 81,10 | 80,33 | 60,09 |
| ТЭЦ ПАО «Ашинский<br>металлургический завод» | 97,91 | 95,57 | 97,31 | н/д*  | н/д*  |
| ТЭЦ ЧМК                                      | 71,65 | 73,47 | н/д*  | н/д*  | н/д*  |
| ТЭЦ УралАЗ                                   | -     | -     | -     | -     | -     |
| в том числе поагрегатно:                     | -     | -     | -     | -     | -     |
| ТГ-1   | 49    | 52    | 52    | 54    | н/д*  |
| ТГ-2   | -     | -     | -     | -     | -     |
| ТГ-3   | 79    | 77    | 78    | 80    | н/д*  |
| Карабашская МКЭУ                             | 99    | 72    | 53    | 74    | н/д*  |
| в том числе поагрегатно:                     | -     | -     | -     | -     | -     |
| ГПУ № 1                                      | 99    | 74    | 49    | 80    | н/д*  |
| ГПУ № 2                                      | 100   | 69    | 57    | 68    | н/д*  |
| Каслинская МКЭУ                              | 84    | 95    | 57    | 78    | н/д*  |
| в том числе поагрегатно:                     | -     | -     | -     | -     | -     |
| ГПУ № 1                                      | 88    | 96    | 48    | 74    | н/д*  |
| ГПУ № 2                                      | 79    | 93    | 66    | 82    | н/д*  |
| ТЭЦ АМЕТ                                     | 97,91 | 95,57 | 97,31 | 97,47 | н/д*  |
| ТЭЦ ЧМК                                      | 71,6  | 73,5  | 72,3  | 69,9  | н/д*  |

\* Н/д – данные не предоставлены собственником.

28. Тепловой коэффициент использования установленной мощности.

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

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

В таблице 26 приведены данные по КИУМ-т электростанций, функционирующих в энергосистеме Челябинской области, за последние 5 лет. Данные представлены как для электростанций в целом, так и поагрегатно (при наличии информации).

Таблица 26

Тепловой коэффициент использования  
установленной мощности электростанций за последние 5 лет

| Наименование электростанции | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Троицкая ГРЭС               | 19,5        | 18,3        | 15,8        | 8,5         | 7,6         |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ТГ-1                        | 27,7        | 27,6        | 21,5        | 15,2        | 14,2        |
| ТГ-2                        | 9,1         | 1,7         | 0,3         | -           | -           |
| ТГ-3                        | 21,7        | 25,5        | 16,3        | 1,8         | 0,9         |
| Южноуральская ГРЭС          | 11,86       | 12,19       | 12,32       | 12,96       | н/д*        |
| Южноуральская ГРЭС-2        | -           | -           | -           | -           | н/д*        |
| Аргаяшская ТЭЦ              | 32,14       | 31,55       | 26,83       | 25,24       | 19,31       |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ТГ-1                        | 51,51       | 59,38       | 76,71       | 58,30       | 30,13       |
| ТГ-2                        | 50,68       | 59,93       | 56,16       | 64,38       | 13,07       |
| ТГ-3                        | 36,25       | 46,00       | 21,83       | 8,68        | 4,67        |
| ТГ-4                        | -           | -           | 103,69      | 46,55       | 37,13       |
| ТГ-5                        | 63,16       | 57,05       | 91,89       | 98,66       | 37,64       |
| ТГ-6                        | 0,00        | 0,00        | 48,65       | 2,23        | 0,02        |
| ТГ-7                        | 31,58       | 28,46       | 33,13       | 34,05       | 14,59       |
| Челябинская ТЭЦ-1           | 0,87        | 0,86        | 0,84        | 18,15       | 51,10       |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ТГ-7                        | 0,78        | 0,77        | 0,80        | 72,58       | 53,58       |
| ТГ-8                        | 0,44        | 0,44        | 0,18        | 26,22       | 48,63       |
| ТГ-9                        | -           | -           | -           | -           | -           |
| Челябинская ТЭЦ-2           | 39,70       | 39,70       | 42,50       | 26,82       | 34,80       |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| ТГ-1                        | 32,24       | 36,39       | 40,42       | 14,11       | 11,70       |
| ТГ-2                        | 22,91       | 17,76       | 42,99       | 39,96       | 49,10       |
| ТГ-3                        | 49,72       | 48,27       | 38,40       | 34,93       | 23,30       |
| ТГ-4                        | 50,60       | 52,92       | 47,77       | 48,85       | 54,00       |
| Челябинская ТЭЦ-3           | 50,50       | 44,40       | 57,44       | 53,94       | 52,31       |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| блок № 1                    | 39,80       | 50,80       | 52,90       | 46,78       | 55,73       |
| блок № 2                    | 55,40       | 52,70       | 54,50       | 59,75       | 48,37       |
| блок № 3                    | 82,80       | 63,90       | 98,26       | 61,34       | 55,12       |
| Челябинская ТЭЦ-4           | 20,05       | 20,08       | 18,76       | 39,79       | 43,30       |
| в том числе поагрегатно:    | -           | -           | -           | -           | -           |
| блок № 1                    | 28,36       | 40,62       | 41,59       | 35,14       | 45,05       |
| блок № 2                    | 16,74       | 44,02       | 38,92       | 42,13       | 35,22       |
| блок № 3                    | -           | 8,33        | 25,79       | 44,35       | 81,89       |

|   |       |       |      |      |      |
|---|-------|-------|------|------|------|
| ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод» | 77    | 84    | 83   | -    | н/д* |
| ТЭЦ ЧМК                                   | 25,62 | 25,50 | -    | -    | н/д* |
| Карабашская МКЭУ                          | 99    | 72    | 53   | 74   | н/д* |
| в том числе поагрегатно:                  | -     | -     | -    | -    | -    |
| ГПУ № 1                                   | 99    | 74    | 49   | 80   | н/д* |
| ГПУ № 2                                   | 100   | 69    | 57   | 68   | н/д* |
| Каслинская МКЭУ                           | 84    | 95    | 57   | 78   | н/д* |
| в том числе поагрегатно:                  | -     | -     | -    | -    | -    |
| ГПУ № 1                                   | 88    | 96    | 48   | 74   | н/д* |
| ГПУ № 2                                   | 79    | 93    | 66   | 82   | н/д* |
| ТЭЦ АМЕТ                                  | 77    | 84    | 83   | 83   | н/д* |
| ТЭЦ ЧМК                                   | 25,6  | 25,5  | 25,9 | 24,7 | н/д* |

\* Н/д – данные не предоставлены собственником.

#### 29. Расход топлива.

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

Таблица 27

Расход условного топлива тепловыми электростанциями за последние 5 лет,

ТОНН

| Наименование электростанции/<br>показателя | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|
| Троицкая ГРЭС, всего                       | 933893   | 761465   | 652804   | 527584   | 436113   |
| на выработку электрической энергии         | 843576   | 676873   | 592169   | 496518   | 408325   |
| на выработку тепловой энергии              | 90317    | 84592    | 60635    | 31066    | 27788    |
| Южноуральская ГРЭС, всего                  | н/д*     | 737056   | 664721   | 668802   | н/д*     |
| на выработку электрической энергии         | н/д*     | 673041   | 598016   | 605096   | н/д*     |
| на выработку тепловой энергии              | н/д*     | 64015    | 66705    | 63706    | н/д*     |
| Южноуральская ГРЭС-2, всего                | н/д*     | 1147778  | 1299405  | 1322192  | н/д*     |
| на выработку электрической энергии         | н/д*     | 1147778  | 1299405  | 1322192  | н/д*     |
| на выработку тепловой энергии              | -        | -        | -        | -        | -        |
| Аргаяшская ТЭЦ, всего                      | 658277   | 557434   | 606559   | 630276   | 576736   |
| на выработку электрической энергии         | 377958   | 281811   | 333590   | 356605   | 310588   |
| на выработку тепловой энергии              | 280319   | 275623   | 272969   | 273671   | 266148   |
| Челябинская ТЭЦ-1 ТЭЦ, всего               | 363081   | 364792   | 357960   | 328928   | 337604   |
| на выработку электрической энергии         | 185621   | 183212   | 149811   | 138687   | 146828   |
| на выработку тепловой энергии              | 177460   | 181580   | 208149   | 190241   | 190776   |
| Челябинская ТЭЦ-2, всего                   | 826202   | 778204   | 806345   | 668762   | 620348   |
| на выработку электрической энергии         | 451917   | 406919   | 391888   | 279352   | 262353   |
| на выработку тепловой энергии              | 374285   | 371285   | 414457   | 389410   | 357995   |

|                                    |          |          |          |          |         |
|------------------------------------|----------|----------|----------|----------|---------|
| Челябинская ТЭЦ-3, всего           | 1227373  | 1212640  | 1281104  | 1227500  | 1221338 |
| на выработку электрической энергии | 809619   | 786490   | 810441   | 788475   | 796506  |
| на выработку тепловой энергии      | 417754   | 426150   | 470663   | 439025   | 424832  |
| Челябинская ТЭЦ-4, всего           | 917856   | 1057288  | 1345975  | 1271033  | 1067656 |
| на выработку электрической энергии | 700725   | 901604   | 1131551  | 1056228  | 867479  |
| на выработку тепловой энергии      | 217131   | 155684   | 214424   | 214805   | 200177  |
| Магнитогорская ГТ-ТЭЦ, всего       | 46497    | 53532    | 37643    | 37777    | н/д*    |
| на выработку электрической энергии | 46497    | 53532    | 37643    | 37777    | н/д*    |
| на выработку тепловой энергии      | -        | -        | -        | -        | н/д*    |
| ТЭЦ УралАЗ, всего                  | 174521   | 168967   | 175885   | 174006   | н/д*    |
| на выработку электрической энергии | 24782    | 25640    | 26915    | 24083    | н/д*    |
| на выработку тепловой энергии      | 149739   | 143327   | 148970   | 149923   | н/д*    |
| Карабашская МКЭУ, всего            | 49818,36 | 42101,2  | 37760,31 | 39723,87 | н/д*    |
| на выработку электрической энергии | 29855,99 | 34449,3  | 18217,35 | 21775,89 | н/д*    |
| на выработку тепловой энергии      | 19962,37 | 7651,9   | 19542,96 | 17947,98 | н/д*    |
| Каслинская МКЭУ, всего             | 45832,96 | 48867,51 | 40397,18 | 43144,31 | н/д*    |
| на выработку электрической энергии | 26309,55 | 27864,8  | 19394,47 | 21485,89 | н/д*    |
| на выработку тепловой энергии      | 19523,41 | 21002,71 | 21002,71 | 21658,42 | н/д*    |
| Тургорская ТЭЦ, всего              | 172532   | 173748   | 163071   | 152412   | н/д*    |
| на выработку электрической энергии | 73161    | 72229    | 51215    | 53975    | н/д*    |
| на выработку тепловой энергии      | 99371    | 101519   | 111856   | 98437    | н/д*    |
| ТЭЦ АМЕТ, всего                    | 110355   | 112129   | 114244   | 114247   | н/д*    |
| на выработку электрической энергии | 65745    | 63573    | 64663    | 65578    | н/д*    |
| на выработку тепловой энергии      | 110355   | 112129   | 114244   | 114247   | н/д*    |
| ТЭЦ ЧМК, всего                     | 961348   | 969276   | 995270   | 954324   | н/д*    |
| на выработку электрической энергии | 529793   | 546206   | 536004   | 509558   | н/д*    |
| на выработку тепловой энергии      | 431555   | 423069   | 459266   | 444766   | н/д*    |

\* Н/д – данные не предоставлены собственником.

### 30. Удельный расход топлива

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

Таблица 28

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

| Наименование электростанции | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Троицкая ГРЭС               | 442,2       | 475,1       | 472,0       | 469,1       | 496,7       |
| Южноуральская ГРЭС          | 432,20      | 449,94      | 441,42      | 434,61      | н/д*        |

|                       |        |        |        |        |        |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Южноуральская ГРЭС-2  | 221,05 | 220,76 | 220,93 | 220,66 | н/д*   |
| Аргаяшская ТЭЦ        | 378,90 | 360,65 | 376,51 | 387,77 | 388,30 |
| Челябинская ТЭЦ-1     | 227,87 | 228,61 | 191,46 | 190,94 | 191,40 |
| Челябинская ТЭЦ-2     | 277,93 | 278,16 | 279,36 | 266,31 | 255,40 |
| Челябинская ТЭЦ-3     | 231,99 | 226,57 | 219,55 | 226,60 | 234,10 |
| Челябинская ТЭЦ-4     | 242,69 | 236,05 | 223,06 | 219,03 | 222,20 |
| ТЭЦ АО «Златмаш»      | 212,95 | 232,75 | -      | -      | н/д*   |
| ТЭЦ УралАЗ            | 245,10 | 255,20 | 259,1  | 226,8  | н/д*   |
| Магнитогорская ГТ-ТЭЦ | 433,90 | 428,65 | 433,33 | 435,27 | н/д*   |
| Карабашская МКЭУ      | 198,51 | 203,0  | 194,9  | 194,9  | н/д*   |
| Каслинская МКЭУ       | 207,54 | 192,53 | 197,68 | 182,79 | н/д*   |
| Тургоякская ТЭЦ       | 430,85 | 415,93 | 436,11 | 442,24 | н/д*   |
| ТЭЦ АМЕТ              | 615,5  | 619,4  | 526,0  | 530,0  | н/д*   |
| ТЭЦ ЧМК               | 446,9  | 450,7  | 456,2  | 451,8  | н/д*   |

\* Н/д – данные не предоставлены собственником.

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

Таблица 29

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

| Наименование электростанции | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Троицкая ГРЭС               | 167,2       | 167,8       | 172,6       | 198,3       | 199,5       |
| Южноуральская ГРЭС          | 180,46      | 187,39      | 193,22      | 191,63      | н/д*        |
| Южноуральская ГРЭС-2        | -           | -           | -           | -           | -           |
| Аргаяшская ТЭЦ              | 172,83      | 173,14      | 171,81      | 174,69      | 168,80      |
| Челябинская ТЭЦ-1           | 138,62      | 138,93      | 164,85      | 168,28      | 172,80      |
| Челябинская ТЭЦ-2           | 171,61      | 172,79      | 171,23      | 173,36      | 165,00      |
| Челябинская ТЭЦ-3           | 156,17      | 157,70      | 163,00      | 163,63      | 164,10      |
| Челябинская ТЭЦ-4           | 162,30      | 122,09      | 153,51      | 163,68      | 175,00      |
| ТЭЦ АО «Златмаш»            | 158,34      | 161,56      | -           | -           | н/д*        |
| ТЭЦ УралАЗ                  | 165,40      | 162,6       | 164,9       | 160,4       | н/д*        |
| ТЭЦ ПАО «АМЕТ»              | 62,1        | 66,4        | 214,7       | н/д*        | н/д*        |
| Магнитогорская ГТ-ТЭЦ       | -           | -           | -           | -           | н/д*        |
| Карабашская МКЭУ            | 179,48      | 180,51      | 161,64      | 162,0       | н/д*        |
| Каслинская МКЭУ             | 172,79      | 183,74      | 154,49      | 156,0       | н/д*        |
| Тургоякская ТЭЦ             | 147,77      | 146,14      | 154,22      | 144,56      | н/д*        |
| ТЭЦ АМЕТ                    | 62,1        | 66,4        | 214,7       | 218,7       | н/д*        |
| ТЭЦ ЧМК                     | 171,4       | 169,9       | 174,4       | 175,9       | н/д*        |

\* Н/д – данные не предоставлены собственником.

На основании данных об удельных расходах топлива на выработку электрической и тепловой энергии основными тепловыми электростанциями (таблица 28, таблица 29), а также данных о фактической выработке электрической и тепловой энергии основными тепловыми электростанциями был экспертно определен среднесуточный объем потребления топлива

основными тепловыми электростанциями Челябинской области за последние 5 лет. Полученные данные представлены в таблице 30.

Таблица 30

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

| Наименование электростанции/<br>показателя  | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| Троицкая ГРЭС   | -        | -        | -        | -        | -        |
| удельный расход топлива на<br>выработку электрической энергии,<br>грамм условного топлива/кВт·ч | 442,2    | 475,1    | 472      | 469,1    | 496,7    |
| удельный расход топлива на<br>выработку тепловой энергии,<br>килограмм условного топлива/Гкал   | 167,2    | 167,8    | 172,6    | 198,3    | 199,5    |
| выработка электрической энергии,<br>млн. кВт·ч  | 2326,2   | 1677,6   | 1417,8   | 1210,2   | 949,3    |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 925287   | 753372   | 539988   | 507366   | 446534   |
| среднесуточный объем<br>потребления топлива, тонн<br>условного топлива                          | 3242,1   | 2530,0   | 2088,8   | 1831,0   | 1535,9   |
| Южноуральская ГРЭС  | -        | -        | -        | -        | -        |
| удельный расход топлива на<br>выработку электрической энергии,<br>грамм условного топлива/кВт·ч | 422,01   | 449,94   | 441,42   | 434,61   | н/д*     |
| удельный расход топлива на<br>выработку тепловой энергии,<br>килограмм условного топлива/Гкал   | 180,46   | 187,39   | 193,22   | 191,63   | н/д*     |
| выработка электрической энергии,<br>млн. кВт·ч  | 1797,8   | 1689,8   | 1534,6   | 1571,9   | 1502,9   |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 333256   | 341619   | 345232   | 332442   | 288885   |
| среднесуточный объем<br>потребления топлива, тонн<br>условного топлива                          | 2243,4   | 2258,4   | 2038,7   | 2046,2   | н/д*     |
| Южноуральская ГРЭС-2  | -        | -        | -        | -        | -        |
| удельный расход топлива на<br>выработку электрической энергии,<br>грамм условного топлива/кВт·ч | 222,56   | 220,76   | 220,93   | 220,66   | н/д*     |
| удельный расход топлива на<br>выработку тепловой энергии,<br>килограмм условного топлива/Гкал   | -        | -        | -        | -        | -        |
| выработка электрической энергии,<br>млн. кВт·ч  | 6027,8   | 5286,4   | 5976,0   | 6086,6   | 3647,0   |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | -        | -        | -        | -        | -        |
| среднесуточный объем<br>потребления топлива, тонн<br>условного топлива                          | 3675,5   | 3197,3   | 3617,2   | 3679,6   | н/д*     |
| Аргаяшская ТЭЦ  | -        | -        | -        | -        | -        |
| удельный расход топлива на<br>выработку электрической энергии,                                  | 378,9    | 360,65   | 376,51   | 387,77   | 388,30   |

|   |         |         |         |         |         |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|
| грамм условного топлива/кВт·ч   |         |         |         |         |         |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 172,83  | 173,14  | 171,81  | 174,69  | 168,80  |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 1125,7  | 895     | 997     | 1048,7  | 921,4   |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 1621889 | 1591913 | 1588802 | 1566618 | 1520909 |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 1936,5  | 1639,5  | 1776,3  | 1863,9  | 1683,6  |
| Челябинская ТЭЦ-1   | -       | -       | -       | -       | -       |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 227,87  | 228,61  | 191,46  | 190,94  | 191,40  |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 138,62  | 138,93  | 164,85  | 168,28  | 172,80  |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 895,9   | 883     | 862,4   | 801,1   | 846,7   |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 1280177 | 1306993 | 1262661 | 1130531 | 1130344 |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 1045,5  | 1050,5  | 1022,6  | 940,3   | 979,1   |
| Челябинская ТЭЦ-2   | -       | -       | -       | -       | -       |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 277,93  | 278,16  | 279,36  | 266,31  | 255,40  |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 171,61  | 172,79  | 171,23  | 173,36  | 165,00  |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 1841,3  | 1679,2  | 1624,7  | 1250,7  | 1220,1  |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 2181017 | 2148729 | 2420410 | 2246279 | 2071612 |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 2257,4  | 2132,1  | 2209,2  | 1832,2  | 1694,9  |
| Челябинская ТЭЦ-3   | -       | -       | -       | -       | -       |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 231,99  | 226,57  | 219,55  | 226,6   | 234,10  |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 156,17  | 157,7   | 163     | 163,63  | 164,10  |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 3733,6  | 3723    | 3947,7  | 3730,5  | 3662,1  |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 2674932 | 2702319 | 2887536 | 2683080 | 2575418 |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 3517,5  | 3478,6  | 3664,1  | 3518,8  | 3506,6  |
| Челябинская ТЭЦ-4   | -       | -       | -       | -       | -       |

|   |         |         |         |         |         |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 242,69  | 236,05  | 223,06  | 219,03  | 222,20  |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 162,3   | 122,09  | 153,51  | 163,68  | 175,00  |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 3056,2  | 4027,1  | 5320,4  | 5059,5  | 4118,8  |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 1337870 | 1275147 | 1396800 | 1312378 | 1219512 |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 2627,0  | 3030,9  | 3838,9  | 3624,6  | 3092,1  |
| Магнитогорская ГТ-ТЭЦ   | -       | -       | -       | -       | -       |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 433,90  | 428,65  | 433,33  | 435,27  | н/д*    |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 109,0   | 126,7   | 88,2    | 89,2    | н/д*    |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 129,6   | 148,8   | 104,7   | 106,4   | н/д*    |
| ТЭЦ УралАЗ  | -       | -       | -       | -       | -       |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 245,1   | 252,2   | 259,1   | 226,8   | н/д*    |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 165,4   | 162,6   | 164,9   | 160,4   | н/д*    |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 135,2   | 134,8   | 137,3   | 140,5   | н/д*    |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 905345  | 881598  | 903459  | 934692  | н/д*    |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 501,0   | 485,9   | 505,6   | 498,1   | н/д*    |
| Карабашская МКЭУ  | -       | -       | -       | -       | -       |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 198,51  | 203     | 194,9   | 194,9   | н/д*    |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 179,48  | 180,51  | 161,64  | 162     | н/д*    |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 154,5   | 113,3   | 94,1    | 113,8   | н/д*    |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 112879  | 115823  | 122717  | 112631  | н/д*    |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 139,5   | 120,3   | 104,6   | 110,8   | н/д*    |
| Каслинская МКЭУ   | -       | -       | -       | -       | -       |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии,                               | 207,54  | 192,53  | 197,68  | 182,79  | н/д*    |

|   |          |          |          |          |      |
|---|----------|----------|----------|----------|------|
| грамм условного топлива/кВт·ч   |          |          |          |          |      |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 172,79   | 183,74   | 154,49   | 156      | н/д* |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 130,4    | 147,3    | 101,9    | 121,3    | н/д* |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 114659   | 119825   | 137644   | 140524   | н/д* |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 128,4    | 138,0    | 113,4    | 120,8    | н/д* |
| Тургорякская ТЭЦ  | -        | -        | -        | -        | -    |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 430,85   | 415,93   | 436,11   | 442,24   | н/д* |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 147,77   | 146,14   | 154,22   | 144,56   | н/д* |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 214,756  | 218,124  | 163,786  | 164,245  | н/д* |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 672483   | 694647   | 725284   | 680930   | н/д* |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 525,8    | 526,7    | 502,1    | 468,7    | н/д* |
| ТЭЦ АМЕТ  | -        | -        | -        | -        | -    |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 615,5    | 619,4    | 526,0    | 530,0    | н/д* |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 62,1     | 66,4     | 214,7    | 218,7    | н/д* |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 124,673  | 121,698  | 123,567  | 123,760  | н/д* |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 711485   | 723547   | 736445   | 736847   | н/д* |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 331,3    | 338,1    | 611,3    | 621,2    | н/д* |
| ТЭЦ ЧМК   | -        | -        | -        | -        | -    |
| удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива/кВт·ч | 446,9    | 450,7    | 456,2    | 451,8    | н/д* |
| удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, килограмм условного топлива/Гкал   | 171,4    | 169,9    | 174,4    | 175,9    | н/д* |
| выработка электрической энергии, млн. кВт·ч   | 1441,230 | 1475,255 | 1449,533 | 1402,762 | н/д* |
| выработка тепловой энергии, Гкал  | 3133818  | 3110231  | 3164375  | 3014595  | н/д* |
| среднесуточный объем потребления топлива, тонн условного топлива                          | 3236,2   | 3269,4   | 3323,7   | 3189,1   | н/д* |

\* Н/д – данные не предоставлены собственником.

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

31. Удельные себестоимости электрической и тепловой энергии.

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

Таблица 31

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

| Наименование электростанции/<br>показателя                    | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Троицкая ГРЭС   | -           | -           | -           | -           | -           |
| удельная себестоимость<br>электрической энергии, рублей/кВт·ч | 2,25        | 2,85        | 4,43        | 5,67        | 6,44        |
| удельная себестоимость тепловой<br>энергии, рублей/Гкал       | 1018,76     | 1009,61     | 1015,95     | 2222,17     | 2099,36     |
| Южноуральская ГРЭС  | -           | -           | -           | -           | -           |
| удельная себестоимость<br>электрической энергии, рублей/кВт·ч | 1,66        | 1,72        | 1,8         | 1,92        | н/д*        |
| удельная себестоимость тепловой<br>энергии, рублей/Гкал       | 565,17      | 640,09      | 749,67      | 793,81      | н/д*        |
| Южноуральская ГРЭС-2  | -           | -           | -           | -           | -           |
| удельная себестоимость<br>электрической энергии, рублей/кВт·ч | 1,01        | 1,34        | 1,05        | 1,05        | н/д*        |
| удельная себестоимость тепловой<br>энергии, рублей/Гкал       | -           | -           | -           | -           | -           |
| Челябинская ТЭЦ-1   | -           | -           | -           | -           | -           |
| удельная себестоимость<br>электрической энергии, рублей/кВт·ч | 1,66        | 1,49        | 1,35        | 1,4         | 1,49        |
| удельная себестоимость тепловой<br>энергии, рублей/Гкал       | 760,41      | 724,79      | 873,51      | 996,29      | 959,05      |
| Челябинская ТЭЦ-2   | -           | -           | -           | -           | -           |
| удельная себестоимость<br>электрической энергии, рублей/кВт·ч | 1,34        | 1,43        | 1,49        | 1,76        | 1,76        |
| удельная себестоимость тепловой<br>энергии, рублей/Гкал       | 712,97      | 717,21      | 722,18      | 865,83      | 886,32      |
| Челябинская ТЭЦ-3   | -           | -           | -           | -           | -           |
| удельная себестоимость<br>электрической энергии, рублей/кВт·ч | 1,25        | 1,3         | 1,23        | 1,32        | 1,35        |
| удельная себестоимость тепловой<br>энергии, рублей/Гкал       | 696,91      | 716,79      | 721,9       | 758,36      | 773,47      |
| Челябинская ТЭЦ-4   | -           | -           | -           | -           | -           |
| удельная себестоимость<br>электрической энергии, рублей/кВт·ч | 1,77        | 1,66        | 1,55        | 1,55        | 1,84        |
| удельная себестоимость тепловой<br>энергии, рублей/Гкал       | 1022,46     | 840,17      | 995,15      | 1051,84     | 1167,54     |
| Аргаяшская ТЭЦ  | -           | -           | -           | -           | -           |

|  |         |         |         |         |        |
|--|---------|---------|---------|---------|--------|
| удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч | 1,76    | 1,9     | 1,97    | 2,01    | 2,26   |
| удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал       | 639,84  | 756,97  | 763,83  | 805,2   | 885,21 |
| Магнитогорская ГТ-ТЭЦ                                      | -       | -       | -       | -       | -      |
| удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч | 2,26    | 2,10    | 2,44    | 2,50    | н/д*   |
| удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал       | -       | -       | -       | -       | -      |
| ТЭЦ УралАЗ   | -       | -       | -       | -       | -      |
| удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч | 2,40    | 2,40    | 2,08    | 2,10    | н/д*   |
| удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал       | 944,12  | 961,35  | 984,93  | 1032,92 | н/д*   |
| ООО «Перспектива»**  | -       | -       | -       | -       | -      |
| удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч | 1,40    | 1,86    | 1,78    | 1,88    | н/д*   |
| удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал       | 1688,64 | 1727,65 | 1539,04 | 1681,38 | н/д*   |
| Тургорская ТЭЦ   | -       | -       | -       | -       | -      |
| удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч | 2,049   | 2,16    | 2,233   | 2,472   | н/д*   |
| удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал       | 893,9   | 902,35  | 899,73  | 895,56  | н/д*   |
| ТЭЦ АМЕТ   | -       | -       | -       | -       | -      |
| удельная себестоимость электрической энергии, рублей/кВт·ч | -       | -       | -       | -       | -      |
| удельная себестоимость тепловой энергии, рублей/Гкал       | 683,09  | 701,39  | 725,15  | 767,98  | н/д*   |

\* Н/д – данные не предоставлены собственником.

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

### 32. КПД электростанций.

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

Таблица 32

### КПД электростанций за последние 5 лет, процентов

| Наименование электростанции | КПД    | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|-----------------------------|--------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Троицкая ГРЭС               | брутто | 42,8     | 41,2     | 38,7     | 41,9     | 41,9     |
|                             | нетто  | 33,4     | 32,4     | 31,3     | 28,9     | 27,7     |
| Южноуральская ГРЭС          | брутто | н/д*     | 30,84    | 31,55    | 31,92    | н/д*     |
|                             | нетто  | н/д*     | 27,31    | 27,83    | 28,27    | н/д*     |
| Южноуральская ГРЭС-2        | брутто | н/д*     | 56,59    | 56,50    | 56,56    | н/д*     |
|                             | нетто  | н/д*     | 55,65    | 55,61    | 55,68    | н/д*     |
| Аргаяшская ТЭЦ              | брутто | 56,2     | 60,5     | 57,8     | 56,0     | 38,9     |
|                             | нетто  | 53,6     | 57,8     | 55,3     | 53,3     | 37,4     |
| Челябинская ТЭЦ-1           | брутто | 80,7     | 80,9     | 80,0     | 79,0     | 78,6     |

|                   |        |      |      |      |      |       |
|-------------------|--------|------|------|------|------|-------|
|                   | нетто  | 77,7 | 78,0 | 77,1 | 76,2 | 75,6  |
| Челябинская ТЭЦ-2 | брутто | 65,1 | 65,9 | 67,6 | 71,0 | 71,87 |
|                   | нетто  | 61,7 | 62,3 | 64,1 | 67,1 | 68,05 |
| Челябинская ТЭЦ-3 | брутто | 68,5 | 69,5 | 70,1 | 68,6 | 67,0  |
|                   | нетто  | 66,1 | 67,0 | 67,6 | 66,0 | 64,0  |
| Челябинская ТЭЦ-4 | брутто | 60,4 | 64,0 | 63,4 | 63,6 | 63,7  |
|                   | нетто  | 57,9 | 61,4 | 60,9 | 61,2 | 61,3  |
| ТЭЦ УралАЗ        | брутто | -    | -    | -    | 67,7 | н/д*  |
|                   | нетто  | -    | -    | -    | 62,3 | н/д*  |
| Карабашская МКЭУ  | брутто | -    | -    | -    | 46,3 | н/д*  |
|                   | нетто  | -    | -    | -    | -    | н/д*  |
| Каслинская МКЭУ   | брутто | -    | -    | -    | 46,3 | н/д*  |
|                   | нетто  | -    | -    | -    | -    | н/д*  |
| Тургоякская ТЭЦ   | брутто | 28,5 | 29,5 | 28,1 | 27,8 | н/д*  |
|                   | нетто  | -    | -    | -    | -    | н/д*  |
| ТЭЦ ЧМК           | брутто | 33,5 | 33,2 | 33,3 | 33,9 | н/д*  |
|                   | нетто  | 27,5 | 27,3 | 27,0 | 27,2 | н/д*  |

\* Н/д – данные не предоставлены собственником.

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

Энергоемкость валового регионального продукта.

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

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

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

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

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

Таблица 33

Динамика энергоемкости ВРП за последние 5 лет\*

| Показатель  | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| Энергоемкость ВРП, тонн условного топлива/млн. рублей | 28,1     | 27,4     | 25,3     | -        | -        |

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

Энергоемкость ВРП служит суммарным индикатором эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в регионе. Наблюдается снижение энергоемкости ВРП в Челябинской области с 2016 года.

34. Электроемкость ВРП.

Электроемкость ВРП Челябинской области определяется по формуле:

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

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

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

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

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

Таблица 34

## Динамика электроемкости ВРП за последние 5 лет

| Показатель                       | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|----------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Электроемкость ВРП, кВт·ч/рублей | 0,027    | 0,029    | 0,027    | -        | -        |

С 2016 года наблюдается снижение электроемкости ВРП в Челябинской области.

35. Отношение расходов на приобретение энергетических ресурсов к объему ВРП.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Данный показатель не может быть представлен в целях обеспечения конфиденциальности первичных статистических данных, полученных от организаций, в соответствии с пунктом 5 статьи 4, частью 1 статьи 9 Федерального закона от 29 ноября 2007 года № 282-ФЗ «Об официальном

статистическом учете и системе государственной статистики в Российской Федерации».

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

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

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

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

Данные о динамике доли объема производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электрической энергии на территории Челябинской области приведены в таблице 35.

Таблица 35

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

| Показатель  | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| производство электроэнергии, млн. кВт·ч               | 28470,4  | 27295,8  | 28834,9  | 28551,6  | 25528,5  |
| производство электроэнергии на основе ВИЭ, млн. кВт·ч | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| доля, процентов                                       | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |

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

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

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

## 36. Потребление электроэнергии на душу населения.

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

$ЭД = ПЭ / Ч$  (кВт·ч/человек), где:

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

Ч – численность населения Челябинской области, млн. человек.

Данные о динамике потребления электроэнергии на душу населения на территории Челябинской области приведены в таблице 36.

Таблица 36

## Динамика потребления электроэнергии на душу населения

| Показатель   | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| потребление электроэнергии,<br>млн. кВт·ч                      | 35150,2     | 35287,2     | 35571,2     | 35583,5     | 35511,1     |
| численность населения, млн. человек                            | 3,5007      | 3,5023      | 3,493       | 3,471       | 3,466       |
| потребление электроэнергии на душу<br>населения, кВт·ч/человек | 10040,8     | 10075,4     | 10183,5     | 10251,5     | 10245,5     |

Для энергосистемы Челябинской области потребление электроэнергии на душу населения в среднем в 1,43 раза выше, чем в целом по территории Российской Федерации. В целом по Российской Федерации по итогам 2020 года данный показатель находится на уровне 7160 кВт·ч на человека.

## 37. Электровооруженность труда в экономике.

Данные по динамике электровооруженности труда работников добывающих, обрабатывающих производств, производства и распределения электроэнергии газа и воды приведены в таблице 37.

Таблица 37

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

| Показатели   | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| добыча полезных ископаемых   | 93605       | 109383      | 140773      | 186635      | -           |
| обрабатывающие производства  | 76636       | 78819       | 82182       | 83450       | -           |
| производство и распределение электроэнергии,<br>газа и воды  | 95833       | 88895       | 82605       | 92030       | -           |
| водоснабжение; водоотведение, организация<br>сбора и утилизации отходов, деятельность по<br>ликвидации загрязнений       | -           | 45908       | 63444       | 37657       | -           |
| всего по добывающим, обрабатывающим<br>производствам, производству и распределению<br>электрической энергии, газа и воды | 79323       | 80063       | 84496       | 87398       | -           |

\* Показатель взят с сайта <https://www.gks.ru/>.

38. 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 38.

Таблица 38

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   | 2016<br>год | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| общий объем производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Челябинской области, тыс. Гкал   | 43454       | 42992       | 42227       | 41783       | 41545       |
| общий объем тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети от источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, тыс. Гкал | 23191       | 23028       | 22867       | 22707       | 22548       |
| доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии                    | 0,534       | 0,536       | 0,542       | 0,543       | 0,543       |
| доля тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети с источников тепла, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, процентов         | 53,3        | 53,5        | 54,1        | 54,3        | 54,3        |

На рисунке 16 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 Федеральной службы государственной статистики, форма 6-ТП). За 2020 год приняты прогнозные данные.

Рисунок 16

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 показатели энерго- и электроэффективности, можно отметить, что на протяжении последних пяти лет наблюдается устойчивый рост энерго- и электроэффективности электроэнергетики Челябинской области опережает показатели как Уральского федерального округа, так и в целом показатели по Российской Федерации.

### 39. Индекс промышленного производства.

Данные по динамике индекса промышленного производства за последние 5 лет приведены в таблице 39.

Таблица 39

Динамика индекса промышленного производства за последние 5 лет

| Показатель                                    | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| Индекс промышленного производства*, процентов | 98,3     | 104,6    | 101,1    | 102,5    | 98,22**  |

\* Агрегированный индекс производства по видам экономической деятельности «Добыча полезных ископаемых», «Обрабатывающие производства», «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха», «Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений». Данные за 2016-2019 годы уточнены по итогам ретроспективного пересчета индексов производства, осуществленного в связи с переходом с отчета за январь 2020 года на новый 2018 базисный год.

\*\* Данные за январь-ноябрь 2020 года в процентах к январю-ноябрю 2019 года.

40. Инвестиции в основной капитал.

Данные по инвестициям в основной капитал за последние 5 лет приведены в таблице 40.

Таблица 40

## Инвестиции в основной капитал за последние 5 лет, млн. рублей

| Показатель   | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год    | 2020 год     |
|--|----------|----------|----------|-------------|--------------|
| Инвестиции в основной капитал (в фактически действовавших ценах)*, млн. рублей   | 198289,2 | 198990,8 | 254993,2 | 300880,55** | 216270,06*** |
| Инвестиции в основной капитал (без субъектов малого предпринимательства и объема инвестиций, не наблюдаемых прямыми статистическими методами), млн. рублей | 143216,3 | 145603,4 | 194948,1 | 234073,47   | 165054,46*** |
| из них по виду экономической деятельности «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха»****, млн. рублей                  | 23881,9  | 13100,7  | 14053,8  | 12992,47    | 5932,66***   |
| из них: производство, передача и распределение электроэнергии, млн. рублей   | 21973,3  | 10407,6  | 10894,7  | 9995,07     | 3902,16***   |

\* Объем инвестиций в основной капитал по полному кругу хозяйствующих субъектов определен в соответствии с «Официальной статистической методологией определения инвестиций в основной капитал на региональном уровне», утвержденной приказом Росстата от 18 сентября 2014 г. № 569 (с последними изменениями от 28 июня 2018 г. № 399).

\*\* По итогам второй годовой оценки, проведенной в соответствии с Регламентом оценки, корректировки и публикации данных статистического наблюдения за строительством и инвестициями в основной капитал, утвержденным приказом Росстата от 26 сентября 2016 г. № 544.

\*\*\* Данные за январь-сентябрь 2020 года.

\*\*\*\* Данные за 2016 год - по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД-2007) ОК 029-2007, с 2017 года в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД-2) ОК 029-2014 (КДЕС Ред.2).

41. Реальная начисленная заработная плата.

Данные по реальной начисленной заработной плате за последние 5 лет приведены в таблице 41.

Таблица 41

## Реальная начисленная заработная плата за последние 5 лет

| Показатель                                       | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|
| реальная начисленная заработная плата, процентов | 97,8     | 101,2    | 106,4    | 102,4    | 99,73*   |

\* Данные за январь-октябрь 2020 года в процентах к январю-октябрю 2019 года.

42. 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 42.

Таблица 42

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

| Наименование  | Показатель |
|---|------------|
| протяженность ВЛ 500 кВ, километров                 | 1370,684   |
| протяженность КЛ 500 кВ, километров                 | 1,098      |
| суммарная протяженность ЛЭП 500 кВ, километров      | 1371,782   |
| протяженность ВЛ 220 кВ, километров                 | 1462,911   |
| протяженность КЛ 220 кВ, километров                 | 5,901      |
| суммарная протяженность ЛЭП 220 кВ, километров      | 1468,812   |
| протяженность ЛЭП 110 кВ (ВЛ), километров           | 122,44     |
| протяженность ЛЭП 6 кВ (ВЛ), километров (справочно) | 11,954     |
| суммарная протяженность ЛЭП 6-500 кВ, километров    |            |
| количество ПС 500 кВ, штук                          | 8          |

|   |          |
|---|----------|
| мощность трансформаторов (автотрансформаторов), установленных на подстанциях 500 кВ, МВА    | 7651,833 |
| количество ПС 220 кВ, штук  | 7        |
| мощность трансформаторов (автотрансформаторов), установленных на подстанциях 220 кВ, МВА    | 2011,92  |
| суммарная мощность трансформаторов (автотрансформаторов), установленных на подстанциях, МВА | 9663,753 |

Южно-Уральское ПМЭС осуществляет эксплуатацию следующих объектов, отнесенных к ЕНЭС:

- ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская;
- ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская;
- ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103);
- ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская;
- ВЛ 500 кВ Курган – Козырево;
- ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС;
- ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС;
- ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст;
- ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская;
- ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;
- ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;
- ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево;
- ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская;
- ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево;
- ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол;
- КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2;
- КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол;
- ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная;
- ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная I цепь с отпайкой на ПС 220 кВ ГПП-9;
- ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ ГПП-9;
- ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1;
- ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2;
- ВЛ 220 кВ КС19 – Чебаркуль;
- ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская;
- ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 60;
- ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77;
- ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 I цепь;
- ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 86 II цепь;
- ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90;
- ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь;
- ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь;
- ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь;
- ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ II цепь;

ВЛ 220 кВ ПС 86 – ПС 60;  
ВЛ 220 кВ ПС 90 – ПС 77;  
ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 I цепь;  
ВЛ 220 кВ Смеловская – ПС 30 II цепь;  
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Карталы 220;  
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 1;  
ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – ПС 90 № 2;  
ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая I цепь;  
ВЛ 220 кВ Хромовая – Новометаллургическая II цепь;  
ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;  
ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол;  
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая I цепь;  
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Новометаллургическая II цепь;  
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;  
КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;  
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I цепь;  
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево II цепь;  
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая I цепь;  
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая II цепь;  
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая III цепь;  
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая IV цепь;  
ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак I цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Очистные сооружения;  
ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Очистные сооружения;  
ВЛ 220 кВ Шагол – Кунашак;  
ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая-220;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Исаково;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 II цепь;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – КС 19;  
ВЛ 220 кВ Шагол – Медная с отпайкой на ПС Исаково;  
ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная;  
ПС 500 кВ Кропачево;  
ПС 500 кВ Приваловская;  
ПС 500 кВ Златоуст;  
ПС 500 кВ Смеловская;  
ПС 500 кВ Магнитогорская;  
ПС 500 кВ Челябинская;  
ПС 500 кВ Шагол;  
ПС 500 кВ Козырево;

ПС 220 кВ Новометаллургическая;

ПС 220 кВ Исаково;

ПС 220 кВ Чебаркуль;

ПС 220 кВ Мраморная;

ПС 220 кВ Кунашак;

ПС 220 кВ КС 19;

ПС 220 кВ Карталы 220.

ПС 220 кВ ЧФЗ и ПС 220 кВ Хромова, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат АО «Челябинский электрометаллургический комбинат».

ПС 220 кВ Цинковая, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит ПАО «Челябинский цинковый завод».

ПС 220 кВ Конверторная и ПС 220 кВ ГПП-9, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат ПАО «Челябинский металлургический комбинат».

ПС 220 кВ Очистные сооружения, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит филиалу ОАО «МРСК Урала» – Челябэнерго.

ПС 220 кВ Амет, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит ПАО «Ашинский металлургический завод».

ПС 220 кВ 86, ПС 220 кВ 90, ПС 220 кВ 30, ПС 220 кВ 77, КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 I цепь, КВЛ 220 кВ ПС 77 – ПС4 II цепь, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат».

ПС 220 кВ Михеевский ГОК, ПС 220 кВ Обогажительная, ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогажительная и ВЛ 220 кВ Обогажительная – Михеевский ГОК, отнесенные к сети ЕНЭС, принадлежат и обслуживаются АО «Михеевский ГОК».

ПС 220 кВ Медная, отнесенная к сети ЕНЭС, принадлежит АО «Томинский ГОК».

Данные по электрическим сетям напряжением 0,4-220 кВ, находящимся в эксплуатационном обслуживании филиала ОАО «МРСК Урала» – Челябэнерго (протяженность ЛЭП в одноцепном исчислении по напряжениям 0,4-220 кВ; количество подстанций 35-220 кВ, общая установленная мощность трансформаторов на подстанциях по напряжениям 110-220 кВ), приведены в таблице 43.

Таблица 43

Данные по электрическим сетям 0,4-220 кВ  
филиала ОАО «МРСК Урала» – Челябэнерго

| Наименование                                   | Показатель |
|--|------------|
| протяженность ВЛ 110 кВ, километров            | 7615,17    |
| протяженность КЛ 110 кВ, километров            | 4,93       |
| суммарная протяженность ЛЭП 110 кВ, километров | 7620,1     |
| протяженность ВЛ 35 кВ, километров             | 2955,37    |
| протяженность КЛ 35 кВ, километров             | 13,93      |
| суммарная протяженность ЛЭП 35 кВ, километров  | 2969,3     |
| протяженность ЛЭП 6-10 кВ, километров          | 18384      |

|  |         |
|--|---------|
| протяженность ЛЭП 0,4 кВ, километров   | 15951   |
| количество ПС 220 кВ, штук   | 1       |
| количество трансформаторов на ПС 220 кВ, штук                                | 2       |
| суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 220 кВ, МВА | 64      |
| количество ПС 110 кВ, штук   | 186     |
| количество трансформаторов на ПС 110 кВ, штук                                | 326     |
| суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 110 кВ, МВА | 5385,67 |
| количество ПС 35 кВ, штук  | 126     |
| количество трансформаторов на ПС 35 кВ, штук                                 | 221     |
| суммарная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях 35 кВ, МВА  | 1034,76 |

ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская построена в габаритах 1150 кВ, имеет протяженность 131,2 километра по Челябинской области и временный заход в габаритах 500 кВ на ПС 500 кВ Челябинская протяженностью 1,7 километра.

На напряжении 110 кВ работают выполненные в габаритах 220 кВ ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная I с отпайкой на ПС Челябинск Южный-т и ВЛ 110 кВ Козырево – Трубная II с отпайкой на ПС Челябинск Южный-т (2х35,25 километра).

Ввод в эксплуатацию линий электропередачи по уровням напряжения (500, 220 и 110 кВ) и годам (километров) представлен в таблице 44.

Таблица 44

Ввод в эксплуатацию линий электропередачи по уровням напряжения в энергосистеме Челябинской области

| Наименование  | Длина линий электропередач, километров |          |          |          |                          |
|---|--|----------|----------|----------|--------------------------|
|   | 2016 год                               | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год                 |
| ВЛ (КЛ) 500 кВ  |  |          |          |          |                          |
| заходы ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Шагол в РУ 500 кВ Южноуральской ГРЭС-2   | 2х0,56                                 | -        | -        | -        | -                        |
| ВЛ (КЛ) 220 кВ  |  |          |          |          |                          |
| ЛЭП 220 кВ на участке от места врезки в ВЛ 220 кВ Цинковая – Новометаллургическая до ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Шагол с расширением ПС 500 кВ Шагол                               | 8,426                                  | -        | -        | -        | -                        |
| ЛЭП 220 кВ на участке от места врезки в ВЛ 220 кВ Цинковая – Новометаллургическая до ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Новометаллургическая с расширением ПС 220 кВ Новометаллургическая | 5,353                                  | -        | -        | -        | -                        |
| ВЛ 220 кВ Карталы 220 – Обогажительная  | -                                      | 33,5     | -        | -        | -                        |
| заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная  | -                                      | -        | -        | -        | 6,3<br>(1х3,1,<br>1х3,2) |
| ВЛ (КЛ) 110 кВ  |  |          |          |          |                          |

|   |        |      |        |                   |     |
|---|--------|------|--------|-------------------|-----|
| КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11 (кабельный участок)                                     | -      | 0,4  | -      | -                 | -   |
| КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 (кабельный участок)                                    | -      | 0,4  | -      | -                 | -   |
| КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь                                  | -      | -    | 10,0   | -                 | -   |
| ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I, II цепь  | -      | -    | 0,823  | -                 | -   |
| ВЛ 110 кВ ПС 65 – ПС 68 I, II цепь  | -      | -    | 0,835  | -                 | -   |
| КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I, II цепь                                  | -      | -    | -      | 20<br>(10+<br>10) | -   |
| отпайки от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I, II цепь с отпайками на ПС Огнеупор | -      | -    | -      | 2<br>(1+1)        | -   |
| итого по ВЛ (КЛ) 500 кВ   | -      | -    | -      | -                 | -   |
| итого по ВЛ (КЛ) 220 кВ   | 13,779 | 33,5 | -      | -                 | 6,3 |
| итого по ВЛ (КЛ) 110 кВ   | -      | 0,8  | 11,658 | 22                | -   |

Ввод в эксплуатацию трансформаторной мощности по уровням напряжения (500, 220 и 110 кВ) и годам (МВА) представлен в таблице 45.

Таблица 45

Ввод в эксплуатацию трансформаторной мощности по уровням напряжения в энергосистеме Челябинской области

| Наименование  | Мощность, МВА |             |             |             |             |
|---|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|   | 2016<br>год   | 2017<br>год | 2018<br>год | 2019<br>год | 2020<br>год |
| Объекты 500 кВ  |               |             |             |             |             |
| -   | -             | -           | -           | -           | -           |
| Объекты 220 кВ  |               |             |             |             |             |
| ПС 220 кВ Обогажительная (новый ввод)                                 | -             | 160         | -           | -           | -           |
| ПС 220 кВ 86 (демонтаж Т5 мощностью 63 МВА, ввод Т5 мощностью 63 МВА) | -             | -           | 63          | -           | -           |
| ПС 220 кВ Медная (новый ввод)   | -             | -           | -           | -           | 200         |
| Объекты 110 кВ  |               |             |             |             |             |
| ПС 110 кВ 63 (ввод Т3 мощностью 80 МВА)                               | 80            | -           | -           | -           | -           |
| ПС 110 кВ 91 (ввод Т2 мощностью 10 МВА)                               | 10            | -           | -           | -           | -           |
| ПС 110 кВ 41 (ввод Т2 мощностью 80 МВА)                               | -             | 80          | -           | -           | -           |
| ПС 110 кВ 66 (ввод Т2 мощностью 80 МВА)                               | -             | 80          | -           | -           | -           |
| ПС 110 кВ 11 (новый ввод)   | -             | 160         | -           | -           | -           |
| ПС 110 кВ 68 (новый ввод)   | -             | 160         | -           | -           | -           |
| ПС 110 кВ РЭД (новый ввод)  | -             | -           | 25          | -           | -           |
| ПС 110 кВ Верхнеуральская (замена Т2 мощностью 10 МВА на 16 МВА)      | -             | -           | -           | 16          | -           |
| ПС 110 кВ Агрокомплекс (новый ввод)                                   | -             | -           | -           | 126         | -           |
| ПС 110 кВ Периклаз (новый ввод)                                       | -             | -           | -           | 80          | -           |
| ПС 110 кВ 87 (демонтаж Т2 мощностью 80 МВА, ввод Т2 мощностью 63 МВА) | -             | -           | -           | 63          | -           |
| Итого по объектам 500 кВ  | -             | -           | -           | -           | -           |
| Итого по объектам 220 кВ  | -             | 160         | 63          | -           | 200         |
| Итого по объектам 110 кВ  | 90            | 480         | 25          | 285         | -           |

43. Основные внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области.

Энергосистема Челябинской области по межсистемным ВЛ 500-220-110 кВ связана с соседними энергосистемами: энергосистемой Курганской области, энергосистемой Свердловской области, энергосистемой Республики Башкирия, энергосистемой Оренбургской области и объединенной энергосистемой Республики Казахстан (рисунок 17):

с энергосистемой Свердловской области:

ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево;

ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол;

ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная;

ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская;

ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская;

ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 км;

с энергосистемой Республики Башкирия:

ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево;

ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремель I цепь;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Иремель II цепь;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Белорецк-220 № 1;

ВЛ 220 кВ Смеловская – Белорецк-220 № 2;

ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ I цепь;

ВЛ 220 кВ Уфимская – АМЕТ II цепь;

ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ I цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т;

ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-т – АМЕТ II цепь с отпайкой на ПС Казаяк-т;

ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская с отпайкой на ПС 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;

с энергосистемой Оренбургской области:

ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС;

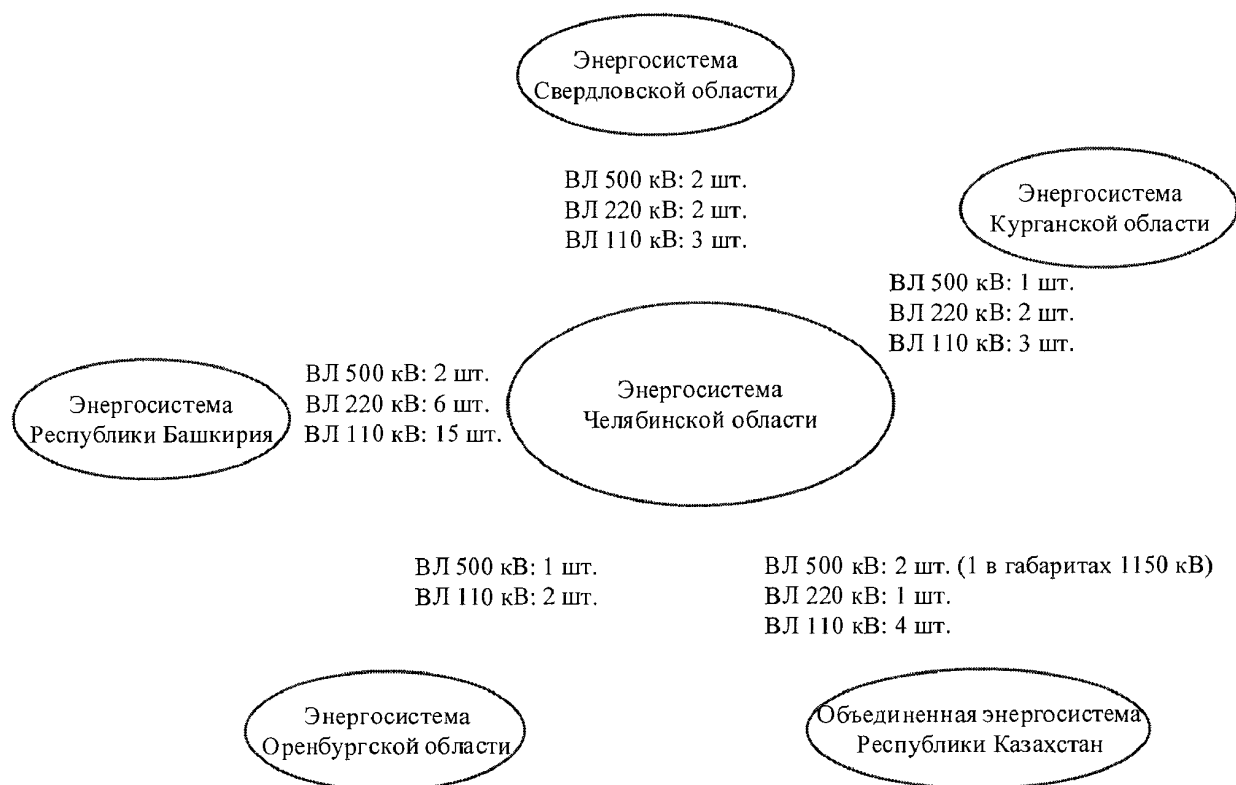
ВЛ 110 кВ Бреды-т – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля;

ВЛ 110 кВ Павловская – КС-16 с отпайкой на ПС Айдырля;

с энергосистемой Курганской области:  
 ВЛ 500 кВ Курган – Козырево;  
 ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 1;  
 ВЛ 220 кВ Козырево – Шумиха № 2;  
 ВЛ 110 кВ Сулейманово – Чудиновская;  
 ВЛ 110 кВ Козырево – Алакуль-т с отпайкой на ПС Пивкино-т;  
 ВЛ 110 кВ Чернявская-т – Щучье-т с отпайкой на ПС Пивкино-т;  
 с объединенной энергосистемой Республики Казахстан:  
 ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103);  
 ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол;  
 ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;  
 ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная – нормальный разрыв на ЛР;  
 ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная – нормальный разрыв на ЛР;  
 ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба-т – нормальный разрыв на ЛР;  
 ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ – нормальный разрыв на ЛР.

Рисунок 17

## Внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области



44. 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 2016 по 2020 годы представлена таблице 46.

Таблица 46

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

| Показатель                                       | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|
| Расход топлива на ТЭС, в том числе               | 12894    | 13230    | 13595    | 13857    | 14239    |
| на выработку электроэнергии, в том числе:        |          |          |          |          |          |
| газ природный                                    | 6491     | 6489     | 6833     | 7018     | 7303     |
| уголь  | 2001     | 1943     | 1984     | 1978     | 1998     |
| нефтетопливо                                     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| газ коксовый                                     | 113      | 108      | 108      | 108      | 109      |
| газ доменный                                     | 620      | 602      | 615      | 613      | 620      |
| прочие виды топлива                              | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| на выработку тепловой энергии, в том числе:      |          |          |          |          |          |
| газ природный                                    | 2319     | 2642     | 2642     | 2725     | 2803     |
| уголь  | 715      | 787      | 767      | 768      | 767      |
| нефтетопливо                                     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| газ коксовый                                     | 229      | 234      | 234      | 234      | 233      |
| газ доменный                                     | 407      | 425      | 412      | 414      | 407      |
| прочие виды топлива                              | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| Расход топлива на котельных, в том числе:        |          |          |          |          |          |
| газ природный                                    | 1943     | 1955     | 1931     | 2006     | 1996     |
| уголь  | 599      | 585      | 561      | 565      | 546      |
| нефтетопливо                                     | 77       | 77       | 77       | 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 | 15538    | 15873    | 16190    | 16525    | 16878    |
| газ природный                                    | 10752    | 11086    | 11407    | 11749    | 12102    |
| уголь  | 3315     | 3315     | 3311     | 3311     | 3311     |
| нефтетопливо                                     | 77       | 77       | 77       | 70       | 70       |
| газ коксовый                                     | 342      | 342      | 342      | 342      | 342      |
| газ доменный                                     | 1027     | 1027     | 1027     | 1027     | 1027     |
| прочие виды топлива                              | 26       | 26       | 26       | 26       | 26       |

Несмотря на снижение общего потребления тепловой энергии в конечном потреблении (у потребителей), существует несколько причин, которые приводят к росту расхода топлива на источниках тепловой энергии:

снижение величины сальдо-перетока и большая выработка электрической энергии собственными (расположенными на территории Челябинской области) источниками электрической мощности;

увеличение расхода топлива на котельных с постепенным снижением эффективности преобразования топлива на них в тепловую энергию;

рост учитываемых потерь тепловой энергии при ее передаче от источников к потребителям.

45. Единый топливно-энергетический баланс Челябинской области за последние пять лет.

Единый топливно-энергетический баланс (далее именуется – ЕТЭБ) Челябинской области за 2016-2020 годы приведен в таблицах 47 – 51. 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 он (КИТТ) изменялся с 70 процентов в 2016 году до 85 процентов в 2020 году, а на котельных КИТТ изменялся с 79 процентов в 2016 году до 81 процента в 2020 году.

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

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                          |     | 47                           | 0    | 0              | 0     | 409   |
| ввоз (импорт)                        | 11842  | 7           | 1695          | 18031         | 203                   | 0                          | 0                          | 100 | 0                            | 0    | 822            | 0     | 32700 |
| 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    | 822            | 0     | 33087 |
| невязка баланса                      | 373    | 0           | 33            | 0             | 0                     | 0                          | -6                         | 1   | 0                            | 0    | -31            | -534  | -164  |
| преобразование всего                 | -10730 | -7          | -70           | -10752        | -203                  | 1798                       | 4249                       | 0   | -26                          | 0    | 3117           | 4894  | -7729 |
| преобразование в другие виды энергии | -3315  | -7          | -70           | -10752        | 0                     | -342                       | -1027                      | 0   | -26                          | 0    | 3117           | 4894  | -7527 |
| преобразование в другие виды топлива | -7415  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 2139                       | 5276                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| электроэнергия, всего                | -2001  | 0           | 0             | -6491         | 0                     | -113                       | -620                       | 0   | 0                            | 0    | 3502           | 0     | -5723 |
| НВИЭ                                 | 0      | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            | 0    | 0              | 0     | 0     |
| КЭС                                  | -905   | 0           | 0             | -2935         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            |      | 1603           | 0     | -2236 |
| ТЭЦ                                  | -1096  | 0           | 0             | -3556         | 0                     | -113                       | -620                       |     | 0                            |      | 1899           | 0     | -3487 |
| тепловая энергия, всего              | -1314  | -7          | -70           | -4261         | 0                     | -229                       | -407                       |     | -26                          |      | 0              | 5614  | -700  |
| ТЭЦ                                  | -715   | 0           | 0             | -2319         | 0                     | -229                       | -407                       | 0   | 0                            |      | 0              | 3293  | -376  |
| котельные, всего                     | -599   | -7          | -70           | -1943         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | -26                          |      | 0              | 2321  | -324  |
| преобразование в другие виды топлива | -7415  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 2139                       | 5276                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| коксохимическое производство         | -7416  |             |               |               | 5276                  | 2139                       |                            |     |                              |      |                |       | 0     |
| доменное производство                | 0      | 0           | 0             | 0             | -5479                 |                            | 5276                       |     |                              |      |                |       | -203  |

|  |      |   |      |      |   |      |      |     |   |   |      |      |       |
|--|------|---|------|------|---|------|------|-----|---|---|------|------|-------|
| собственные нужды                            | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 | 0 | 0    | -184 | -184  |
| потери при распределении                     | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    |     | 0 |   | -384 | -535 | -919  |
| конечное потребление                         | 1100 | 0 | 1592 | 7279 | 0 | 1798 | 4255 | 100 | 0 |   | 3970 | 5429 | 27538 |
| сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство | 1    | 0 | 101  | 35   | 0 | 0    | 0    | 1   | 0 |   | 47   | 147  | 333   |
| рыболовство                                  | 2    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 0    | 0    | 3     |
| промышленность                               | 531  | 0 | 438  | 6350 | 0 | 0    | 4249 | 4   | 0 |   | 2893 | 2354 | 16818 |
| строительство                                | 2    | 0 | 75   | 19   | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 28   | 92   | 215   |
| транспорт и связь                            | 4    | 0 | 176  | 26   | 0 | 0    | 0    | 2   | 0 |   | 368  | 86   | 663   |
| прочие виды деятельности                     | 324  | 0 | 123  | 23   | 0 | 0    | 0    | 4   | 0 |   | 266  | 582  | 1322  |
| население                                    | 12   | 0 | 678  | 826  | 0 | 0    | 0    | 88  | 0 |   | 368  | 2168 | 4140  |
| неэнергетические нужды                       | 224  | 0 | 0    | 0    | 0 | 1798 | 6    | 1   | 0 |   | 0    | 0    | 2029  |

## 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                          |     | 47                           | 0    | 0              | 0     | 405   |
| ввоз (импорт)                        | 11570  | 7           | 1692          | 18493         | 203                   | 0                          | 0                          | 100 | 0                            | 0    | 983            | 0     | 33047 |
| 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    | 983            | 0     | 33431 |
| невязка баланса                      | 369    | 0           | 19            | 0             | 0                     | 0                          | -6                         | 1   | 0                            | 0    | -30            | -539  | -186  |
| преобразование всего                 | -10465 | -7          | -70           | -11075        | -203                  | 1585                       | 4197                       | 0   | -26                          | 0    | 2973           | 4793  | -8297 |
| преобразование в другие виды энергии | -3315  | -7          | -70           | -11075        | 0                     | -342                       | -1027                      | 0   | -26                          | 0    | 2973           | 4793  | -8095 |
| преобразование в другие виды топлива | -7150  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 1926                       | 5224                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| электроэнергия, всего                | -1943  | 0           | 0             | -6489         | 0                     | -108                       | -602                       | 0   | 0                            | 0    | 3357           | 0     | -5784 |
| НВИЭ                                 | 0      | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            | 0    | 0              | 0     | 0     |
| КЭС                                  | -896   | 0           | 0             | -2994         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            |      | 1568           | 0     | -2322 |
| ТЭЦ                                  | -1046  | 0           | 0             | -3496         | 0                     | -108                       | -602                       |     | 0                            |      | 1789           | 0     | -3462 |
| тепловая энергия, всего              | -1372  | -7          | -70           | -4585         | 0                     | -234                       | -425                       |     | -26                          |      | 0              | 5500  | -1220 |
| ТЭЦ                                  | -787   | 0           | 0             | -2630         | 0                     | -234                       | -425                       | 0   | 0                            |      | 0              | 3270  | -807  |
| котельные, всего                     | -585   | -7          | -70           | -1955         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | -26                          |      | 0              | 2230  | -413  |
| преобразование в другие виды топлива | -7150  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 1926                       | 5224                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| коксохимическое производство         | -7150  |             |               |               | 5224                  | 1926                       |                            |     |                              |      |                |       | 0     |
| доменное производство                | 0      | 0           | 0             | 0             | -5427                 |                            | 5224                       |     |                              |      |                |       | -203  |

|  |      |   |      |      |   |      |      |     |   |   |      |      |       |
|--|------|---|------|------|---|------|------|-----|---|---|------|------|-------|
| собственные нужды                            | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 | 0 | 0    | -181 | -181  |
| потери при распределении                     | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    |     | 0 |   | -384 | -526 | -910  |
| конечное потребление                         | 1094 | 0 | 1603 | 7418 | 0 | 1585 | 4203 | 100 | 0 |   | 3985 | 5332 | 27336 |
| сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство | 1    | 0 | 101  | 36   | 0 | 0    | 0    | 1   | 0 |   | 47   | 145  | 331   |
| рыболовство                                  | 2    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 0    | 0    | 3     |
| промышленность                               | 528  | 0 | 447  | 6490 | 0 | 0    | 4197 | 4   | 0 |   | 2904 | 2312 | 16881 |
| строительство                                | 2    | 0 | 70   | 20   | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 28   | 90   | 210   |
| транспорт и связь                            | 4    | 0 | 176  | 27   | 0 | 0    | 0    | 2   | 0 |   | 370  | 85   | 663   |
| прочие виды деятельности                     | 323  | 0 | 123  | 23   | 0 | 0    | 0    | 4   | 0 |   | 267  | 571  | 1311  |
| население                                    | 12   | 0 | 685  | 823  | 0 | 0    | 0    | 88  | 0 |   | 370  | 2129 | 4106  |
| неэнергетические нужды                       | 222  | 0 | 0    | 0    | 0 | 1585 | 6    | 1   | 0 |   | 0    | 0    | 1814  |

## ЕТЭБ Челябинской области за 2018 год (тыс. тонн условного топлива)

| Показатель                           | Уголь  | Сырая нефть | Нефтепродукты | Природный газ | Кокс металлургический | Газ коксовый искусственный | Газ доменный искусственный | СУГ | Прочие виды твердого топлива | НВИЭ | Электроэнергия | Тепло | Всего |
|--------------------------------------|--------|-------------|---------------|---------------|-----------------------|----------------------------|----------------------------|-----|------------------------------|------|----------------|-------|-------|
| производство                         | 354    | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          |     | 47                           | 0    | 0              | 0     | 401   |
| ввоз (импорт)                        | 11528  | 7           | 1703          | 18882         | 203                   | 0                          | 0                          | 100 | 0                            | 0    | 829            | 0     | 33252 |
| 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        | 11882  | 7           | 1703          | 18882         | 203                   | 0                          | 0                          | 100 | 26                           | 0    | 829            | 0     | 33631 |
| невязка баланса                      | 365    | 0           | 15            | 0             | 0                     | 0                          | -6                         | 1   | 0                            | 0    | -27            | -549  | -200  |
| преобразование всего                 | -10399 | -7          | -70           | -11407        | -203                  | 1575                       | 4144                       | 0   | -26                          | 0    | 3162           | 4731  | -8499 |
| преобразование в другие виды энергии | -3311  | -7          | -70           | -11407        | 0                     | -342                       | -1027                      | 0   | -26                          | 0    | 3162           | 4731  | -8296 |
| преобразование в другие виды топлива | -7088  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 1917                       | 5171                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| электроэнергия, всего                | -1984  | 0           | 0             | -6833         | 0                     | -108                       | -615                       | 0   | 0                            | 0    | 3547           | 0     | -5993 |
| НВИЭ                                 | 0      | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            | 0    | 0              | 0     | 0     |
| КЭС                                  | -938   | 0           | 0             | -3232         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            |      | 1657           | 0     | -2514 |
| ТЭЦ                                  | -1045  | 0           | 0             | -3601         | 0                     | -108                       | -615                       |     | 0                            |      | 1890           | 0     | -3480 |
| тепловая энергия, всего              | -1328  | -7          | -70           | -4574         | 0                     | -234                       | -412                       |     | -26                          |      | 0              | 5426  | -1223 |
| ТЭЦ                                  | -767   | 0           | 0             | -2642         | 0                     | -234                       | -412                       | 0   | 0                            |      | 0              | 3247  | -808  |
| котельные, всего                     | -561   | -7          | -70           | -1931         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | -26                          |      | 0              | 2179  | -416  |
| преобразование в другие виды топлива | -7088  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 1917                       | 5171                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| коксохимическое производство         | -7088  |             |               |               | 5171                  | 1917                       |                            |     |                              |      |                |       | 0     |
| доменное производство                | 0      | 0           | 0             | 0             | -5374                 |                            | 5171                       |     |                              |      |                |       | -203  |

|  |      |   |      |      |   |      |      |     |   |   |      |      |       |
|--|------|---|------|------|---|------|------|-----|---|---|------|------|-------|
| собственные нужды                            | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 | 0 | 0    | -179 | -179  |
| потери при распределении                     | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    |     | 0 |   | -384 | -516 | -901  |
| конечное потребление                         | 1118 | 0 | 1618 | 7475 | 0 | 1575 | 4150 | 100 | 0 |   | 4017 | 5279 | 27350 |
| сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство | 1    | 0 | 101  | 35   | 0 | 0    | 0    | 1   | 0 |   | 48   | 143  | 329   |
| рыболовство                                  | 2    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 0    | 0    | 3     |
| промышленность                               | 540  | 0 | 451  | 6548 | 0 | 0    | 4144 | 4   | 0 |   | 2928 | 2307 | 16922 |
| строительство                                | 2    | 0 | 74   | 21   | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 28   | 90   | 215   |
| транспорт и связь                            | 4    | 0 | 176  | 27   | 0 | 0    | 0    | 2   | 0 |   | 373  | 84   | 665   |
| прочие виды деятельности                     | 330  | 0 | 123  | 23   | 0 | 0    | 0    | 4   | 0 |   | 269  | 566  | 1314  |
| население                                    | 12   | 0 | 692  | 820  | 0 | 0    | 0    | 88  | 0 |   | 373  | 2090 | 4075  |
| неэнергетические нужды                       | 227  | 0 | 0    | 0    | 0 | 1575 | 6    | 1   | 0 |   | 0    | 0    | 1810  |

## ЕТЭБ Челябинской области за 2019 год (тыс. тонн условного топлива)

| Показатель                           | Уголь  | Сырая нефть | Нефтепродукты | Природный газ | Кокс металлургический | Газ коксовый искусственный | Газ доменный искусственный | СУГ | Прочие виды твердого топлива | НВИЭ | Электроэнергия | Тепло | Всего |
|--------------------------------------|--------|-------------|---------------|---------------|-----------------------|----------------------------|----------------------------|-----|------------------------------|------|----------------|-------|-------|
| производство                         | 350    | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          |     | 47                           | 0    | 0              | 0     | 397   |
| ввоз (импорт)                        | 11388  | 7           | 1718          | 19483         | 203                   | 0                          | 0                          | 100 | 0                            | 0    | 865            | 0     | 33764 |
| вывоз (экспорт)                      | 0      | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | -21                          | 0    | 0              | 0     | -21   |
| изменение запасов                    | 0      | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            | 0    | 0              | 0     | 0     |
| потребление первичной энергии        | 11738  | 7           | 1718          | 19483         | 203                   | 0                          | 0                          | 100 | 26                           | 0    | 865            | 0     | 34139 |
| невязка баланса                      | 361    | 0           | 4             | 0             | 0                     | 0                          | -6                         | 1   | 0                            | 0    | -27            | -537  | -203  |
| преобразование всего                 | -10248 | -7          | -70           | -11749        | -203                  | 1476                       | 4093                       | 0   | -26                          | 0    | 3128           | 4718  | -8889 |
| преобразование в другие виды энергии | -3311  | -7          | -70           | -11749        | 0                     | -342                       | -1027                      | 0   | -26                          | 0    | 3128           | 4718  | -8686 |
| преобразование в другие виды топлива | -6937  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 1818                       | 5120                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| электроэнергия, всего                | -1978  | 0           | 0             | -7018         | 0                     | -108                       | -613                       | 0   | 0                            | 0    | 3512           | 0     | -6205 |
| НВИЭ                                 | 0      | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            | 0    | 0              | 0     | 0     |
| КЭС                                  | -935   | 0           | 0             | -3318         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            |      | 1640           | 0     | -2612 |
| ТЭЦ                                  | -1043  | 0           | 0             | -3700         | 0                     | -108                       | -613                       |     | 0                            |      | 1871           | 0     | -3592 |
| тепловая энергия, всего              | -1334  | -7          | -70           | -4731         | 0                     | -234                       | -414                       |     | -26                          |      | 0              | 5404  | -1411 |
| ТЭЦ                                  | -768   | 0           | 0             | -2725         | 0                     | -234                       | -414                       | 0   | 0                            |      | 0              | 3224  | -916  |
| котельные, всего                     | -565   | -7          | -70           | -2006         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | -26                          |      | 0              | 2179  | -495  |
| преобразование в другие виды топлива | -6937  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 1818                       | 5120                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| коксхимическое производство          | -6937  |             |               |               | 5120                  | 1818                       |                            |     |                              |      |                |       | 0     |
| доменное производство                | 0      | 0           | 0             | 0             | -5323                 |                            | 5120                       |     |                              |      |                |       | -203  |

|  |      |   |      |      |   |      |      |     |   |   |      |      |       |
|--|------|---|------|------|---|------|------|-----|---|---|------|------|-------|
| собственные нужды                            | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 | 0 | 0    | -178 | -178  |
| потери при распределении                     | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    |     | 0 |   | -384 | -507 | -892  |
| конечное потребление                         | 1128 | 0 | 1643 | 7734 | 0 | 1476 | 4099 | 100 | 0 |   | 4019 | 5255 | 27473 |
| сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство | 1    | 0 | 101  | 35   | 0 | 0    | 0    | 1   | 0 |   | 48   | 142  | 328   |
| рыболовство                                  | 2    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 0    | 0    | 3     |
| промышленность                               | 545  | 0 | 469  | 6810 | 0 | 0    | 4093 | 4   | 0 |   | 2929 | 2297 | 17145 |
| строительство                                | 2    | 0 | 75   | 22   | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 28   | 89   | 216   |
| транспорт и связь                            | 4    | 0 | 176  | 27   | 0 | 0    | 0    | 2   | 0 |   | 373  | 84   | 665   |
| прочие виды деятельности                     | 333  | 0 | 123  | 23   | 0 | 0    | 0    | 4   | 0 |   | 269  | 563  | 1315  |
| население                                    | 12   | 0 | 699  | 817  | 0 | 0    | 0    | 88  | 0 |   | 373  | 2080 | 4069  |
| неэнергетические нужды                       | 229  | 0 | 0    | 0    | 0 | 1476 | 6    | 1   | 0 |   | 0    | 0    | 1713  |

## ЕТЭБ Челябинской области за 2020 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                         | 347    | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          |     | 47                           | 0    | 0              | 0     | 394   |
| ввоз (импорт)                        | 11494  | 7           | 1744          | 19789         | 203                   | 0                          | 0                          | 100 | 0                            | 0    | 842            | 0     | 34179 |
| 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        | 11841  | 7           | 1744          | 19789         | 203                   | 0                          | 0                          | 100 | 26                           | 0    | 842            | 0     | 34552 |
| невязка баланса                      | 359    | 0           | 4             | 0             | 0                     | 0                          | -6                         | 1   | 0                            | 0    | -27            | -528  | -198  |
| преобразование всего                 | -10309 | -7          | -70           | -12102        | -203                  | 1588                       | 4042                       | 0   | -26                          | 0    | 3142           | 4622  | -9323 |
| преобразование в другие виды энергии | -3311  | -7          | -70           | -12102        | 0                     | -342                       | -1027                      | 0   | -26                          | 0    | 3142           | 4622  | -9121 |
| преобразование в другие виды топлива | -6998  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 1930                       | 5069                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| электроэнергия, всего                | -1998  | 0           | 0             | -7303         | 0                     | -109                       | -620                       | 0   | 0                            | 0    | 3526           | 0     | -6503 |
| НВИЭ                                 | 0      | 0           | 0             | 0             | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            | 0    | 0              | 0     | 0     |
| КЭС                                  | -945   | 0           | 0             | -3453         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | 0                            |      | 1647           | 0     | -2751 |
| ТЭЦ                                  | -1053  | 0           | 0             | -3850         | 0                     | -109                       | -620                       |     | 0                            |      | 1879           | 0     | -3752 |
| тепловая энергия, всего              | -1313  | -7          | -70           | -4799         | 0                     | -233                       | -407                       |     | -26                          |      | 0              | 5295  | -1560 |
| ТЭЦ                                  | -767   | 0           | 0             | -2803         | 0                     | -233                       | -407                       | 0   | 0                            |      | 0              | 3202  | -1008 |
| котельные, всего                     | -546   | -7          | -70           | -1996         | 0                     | 0                          | 0                          | 0   | -26                          |      | 0              | 2093  | -552  |
| преобразование в другие виды топлива | -6998  | 0           | 0             | 0             | -203                  | 1930                       | 5069                       | 0   | 0                            |      | 0              | 0     | -203  |
| коксхимическое производство          | -6998  |             |               |               | 5069                  | 1930                       |                            |     |                              |      |                |       | 0     |
| доменное производство                | 0      | 0           | 0             | 0             | -5272                 |                            | 5069                       |     |                              |      |                |       | -203  |

|  |      |   |      |      |   |      |      |     |   |   |      |      |       |
|--|------|---|------|------|---|------|------|-----|---|---|------|------|-------|
| собственные нужды                            | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 | 0 | 0    | -175 | -175  |
| потери при распределении                     | 0    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    |     | 0 |   | -384 | -498 | -883  |
| конечное потребление                         | 1173 | 0 | 1669 | 7688 | 0 | 1588 | 4048 | 100 | 0 |   | 4011 | 5150 | 27447 |
| сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство | 1    | 0 | 101  | 34   | 0 | 0    | 0    | 1   | 0 |   | 48   | 140  | 324   |
| рыболовство                                  | 2    | 0 | 0    | 0    | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 0    | 0    | 3     |
| промышленность                               | 566  | 0 | 491  | 6767 | 0 | 0    | 4042 | 4   | 0 |   | 2923 | 2251 | 17043 |
| строительство                                | 2    | 0 | 76   | 22   | 0 | 0    | 0    | 0   | 0 |   | 28   | 87   | 215   |
| транспорт и связь                            | 5    | 0 | 176  | 27   | 0 | 0    | 0    | 2   | 0 |   | 372  | 82   | 663   |
| прочие виды деятельности                     | 346  | 0 | 123  | 23   | 0 | 0    | 0    | 4   | 0 |   | 269  | 552  | 1316  |
| население                                    | 12   | 0 | 703  | 815  | 0 | 0    | 0    | 88  | 0 |   | 372  | 2039 | 4028  |
| неэнергетические нужды                       | 239  | 0 | 0    | 0    | 0 | 1588 | 6    | 1   | 0 |   | 0    | 0    | 1834  |

### III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Челябинской области

#### 46. Общие сведения.

Челябинская область – одна из самых энергоемких в Российской Федерации – потребление электроэнергии составляет 35511,1 млн. кВт·ч в год (по данным за 2020 год).

По производству электроэнергии в 2020 году энергосистема Челябинской области заняла четвертое место в Уральском федеральном округе (25528,5 млн. кВт·ч, или 10,3 процента).

Балансовая ситуация по электрической энергии на текущий период (2021 год) прогнозируется следующей: потребление электроэнергии по территории Челябинской области планируется в объеме 35949 млн. кВт·ч, выработка электроэнергии электрическими станциями, расположенными на территории Челябинской области, ожидается в объеме 29302 млн. кВт·ч.

На текущий период недопустимых отклонений напряжений в сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области не зафиксировано.

На текущий период несоответствие фактических условий эксплуатации оборудования требованиям нормативно-технической документации на территории Челябинской области не выявлено.

В разделе V настоящих СиПР Челябинской области при анализе отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области, а также в разделе VI настоящих СиПР Челябинской области рассмотрена необходимость и целесообразность реконструкции электросетевых объектов.

#### 47. Электроснабжение отдельных территорий.

Дополнительно в настоящих СиПР Челябинской области рассмотрены вопросы электроснабжения Челябинской городской агломерации и прилегающей территории интенсивного развития, южной части Магнитогорского городского округа, Локомотивного городского округа, Озерского городского округа, Снежинского городского округа, Трехгорного городского округа, Красноармейского, Саткинского, Пластовского, Сосновского и Увельского муниципальных районов Челябинской области в рамках прогноза «b», представленного Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области в разделе VI настоящих СиПР Челябинской области.

#### IV. Основные направления развития электроэнергетики Челябинской области

##### 48. Цели и задачи развития электроэнергетики Челябинской области.

Основной целью развития электроэнергетики Челябинской области является развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию.

Основными задачами развития электроэнергетики Челябинской области являются:

размещение новых и реконструкция существующих линий электропередачи, а также подстанций и генерирующих мощностей для обеспечения:

баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме;  
выдачи мощности электрических станций;

недопущения ограничения пропускной способности электрических сетей энергосистемы Челябинской области;

надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Челябинской области;

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

49. 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 2020 год.

В таблицах 52 и 53 представлено фактическое потребление электроэнергии и мощности в 2020 году по всей территории энергосистемы Челябинской области, а также по наиболее крупным ее энергорайонам и энергоузлам.

Таблица 52

##### Потребление электроэнергии по энергосистеме Челябинской области за 2020 год

| Энергорайон                        | Электропотребление |           |
|------------------------------------|--------------------|-----------|
|                                    | млн. кВт·ч         | процентов |
| территория                         | 35511,1            | 100,0     |
| всего по энергорайонам             | 32722,3            | 92,1      |
| в том числе:                       | -                  | -         |
| Златоустовско-Миасский энергорайон | 4076,7             | 11,5      |
| Ашинский энергорайон               | 854,6              | 2,4       |
| Карталинский энергорайон           | 1111,1             | 3,1       |
| Магнитогорский энергорайон         | 9088,6             | 25,6      |
| Челябинский энергорайон            | 13281,1            | 37,4      |

|                              |        |     |
|------------------------------|--------|-----|
| в том числе:                 | -      | -   |
| Металлургический энергорайон | 2576,9 | 7,3 |
| Сосновский энергорайон       | 1341,7 | 3,8 |
| энергорайон ЧТЭЦ-4           | 1408,6 | 4,0 |
| энергорайон ЧТЭЦ-2           | 603,7  | 1,7 |
| энергорайон ЧТЭЦ-1           | 2514,8 | 7,1 |
| энергорайон ЧЭМК             | 3353,6 | 9,4 |
| Северный энергорайон         | 2377,5 | 6,7 |
| Троицкий энергорайон         | 912,8  | 2,6 |
| Еманжелинский энергорайон    | 1019,8 | 2,9 |

Таблица 53

**Максимальное потребление мощности по энергосистеме  
Челябинской области за 2020 год**

| Энергорайон                        | Потребление мощности на час<br>максимума 2020 года   |           |
|------------------------------------|--|-----------|
|                                    | зимний максимум<br>22 декабря 2020 года, 16-00 (мск) |           |
|                                    | МВт  | процентов |
| территория                         | 5179,0   | 100,0     |
| всего по энергорайонам             | 4555,3   | 88,0      |
| в том числе:                       | -  | -         |
| Златоустовско-Миасский энергорайон | 561,2  | 10,8      |
| Ашинский энергорайон               | 154  | 3,0       |
| Карталинский энергорайон           | 228,2  | 4,4       |
| Магнитогорский энергорайон         | 1241,2   | 24,0      |
| Челябинский энергорайон            | 1815,8   | 35,1      |
| в том числе:                       | -  | -         |
| Металлургический энергорайон       | 379  | 7,3       |
| Сосновский энергорайон             | 193,8  | 3,7       |
| энергорайон ЧТЭЦ-4                 | 159,3  | 3,1       |
| энергорайон ЧТЭЦ-1                 | 75,7   | 1,5       |
| энергорайон ЧТЭЦ-2                 | 327,3  | 6,3       |
| энергорайон ЧЭМК                   | 601,4  | 11,6      |
| Северный энергорайон               | 316,7  | 6,1       |
| Троицкий энергорайон               | 91,4   | 1,8       |
| Еманжелинский энергорайон          | 146,8  | 2,8       |

В результате анализа данных, представленных в таблицах 52 и 53, выявлено, что наибольшую долю потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Челябинской области составляет Челябинский энергорайон (чуть более 35 процентов от суммарного потребления электроэнергии), за ним следует Магнитогорский энергорайон (24 процента от суммарного потребления электроэнергии).

На основании представленных выше данных сформированы уровни спроса на электрическую энергию и мощность по территории Челябинской области в целом и по отдельным энергорайонам, узлам нагрузки на текущий период – 2021 год.

Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по территории в целом и отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2021 году представлен в таблице 54.

Таблица 54

Ожидаемый уровень спроса на электрическую энергию по отдельным энергорайонам Челябинской области в 2021 году

| Энергорайон                               | Электрическая энергия,<br>млн. кВт·ч |
|---|--------------------------------------|
| территория                                | 35949,0                              |
| процентов по отношению к предыдущему году | 1,2                                  |
| всего по энергорайонам                    | 33125,7                              |
| в том числе:                              | -                                    |
| Златоустовско-Миасский энергорайон        | 4127,0                               |
| Ашинский энергорайон                      | 865,2                                |
| Карталинский энергорайон                  | 1124,8                               |
| Магнитогорский энергорайон                | 9200,6                               |
| Челябинский энергорайон                   | 13444,9                              |
| в том числе:                              | -                                    |
| Металлургический энергорайон              | 2608,7                               |
| Сосновский энергорайон                    | 1358,3                               |
| энергорайон ЧТЭЦ-4                        | 1426,0                               |
| энергорайон ЧТЭЦ-2                        | 611,1                                |
| энергорайон ЧТЭЦ-1                        | 2545,9                               |
| энергорайон ЧЭМК                          | 3395,0                               |
| Северный энергорайон                      | 2406,8                               |
| Троицкий энергорайон                      | 924,0                                |
| Еманжелинский энергорайон                 | 1032,4                               |
| Выработка электроэнергии                  | 29302,0                              |
| в том числе:                              | -                                    |
| АЭС                                       | 0                                    |
| ГЭС                                       | 0                                    |
| ТЭС                                       | 29302,0                              |
| ВИЭ                                       | 0                                    |
| сальдо                                    | 6647,0                               |

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2021 году представлен в таблице 55.

Таблица 55

Ожидаемый уровень спроса на электрическую мощность по отдельным энергорайонам и узлам нагрузки Челябинской области в 2021 году

| Энергорайон                               | Электрическая<br>мощность, МВт |
|---|--------------------------------|
| территория                                | 5226,0                         |
| процентов по отношению к предыдущему году | 0,9                            |
| всего по энергорайонам                    | 4819,2                         |
| в том числе:                              | -                              |
| Златоустовско-Миасский энергорайон        | 593,0                          |
| Ашинский энергорайон                      | 146,4                          |

|                                |        |
|--------------------------------|--------|
| Карталинский энергорайон       | 223,6  |
| Магнитогорский энергорайон     | 1272,5 |
| Челябинский энергорайон        | 1961,6 |
| в том числе:                   | -      |
| Металлургический энергорайон   | 395,9  |
| Сосновский энергорайон         | 198,0  |
| энергорайон ЧТЭЦ-4             | 203,1  |
| энергорайон ЧТЭЦ-1             | 90,3   |
| энергорайон ЧТЭЦ-2             | 381,6  |
| энергорайон ЧЭМК               | 514,3  |
| Северный энергорайон           | 340,9  |
| Троицкий энергорайон           | 130,0  |
| Еманжелинский энергорайон      | 151,2  |
| установленная мощность станций | 5961,1 |
| в том числе:                   | -      |
| АЭС                            | 0      |
| ГЭС                            | 0      |
| ТЭС                            | 5961,1 |
| ВИЭ                            | 0      |

50. 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 2022-2026 годы (прогноз «а») в соответствии с техническим заданием к СиПР Челябинской области составлен на основе проекта СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы, разрабатываемого АО «СО ЕЭС», и представлен в таблице 56.

Таблица 56

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы  
Челябинской области на 2022-2026 годы

| Наименование показателя,<br>единица измерения                | 2022<br>год | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год | За<br>период |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| потребление мощности, МВт                                    | 5284        | 5412        | 5501        | 5563        | 5597        | -            |
| абсолютный прирост потребления<br>мощности, МВт              | 58          | 128         | 89          | 62          | 34          | 313          |
| прирост потребления мощности,<br>процентов                   | 1,1         | 2,4         | 1,6         | 1,1         | 0,6         | 5,9          |
| потребление электроэнергии, млн. кВт·ч                       | 36840       | 37675       | 38473       | 38800       | 39035       | -            |
| абсолютный прирост потребления<br>электроэнергии, млн. кВт·ч | 891         | 835         | 798         | 327         | 235         | 2195         |
| прирост потребления электроэнергии,<br>процентов             | 2,5         | 2,3         | 2,1         | 0,8         | 0,6         | 6,0          |

Сценарий прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом 1,5 процента в 2022-2026 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2022-2026 годов составляет 313 МВт.

Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», характеризуется среднегодовым темпом 1,5 процента в 2022-2026 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2022-2026 годов составляет 2185 млн. кВт·ч.

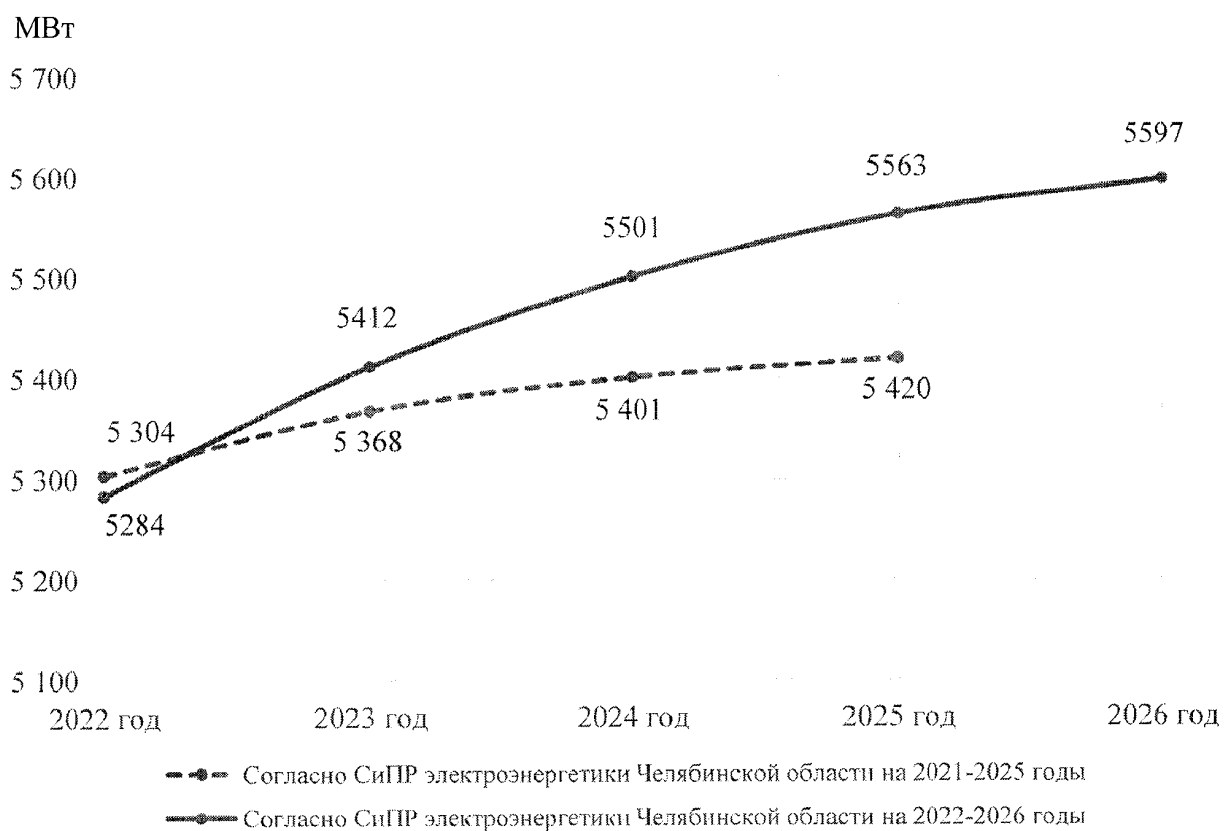
Прогнозное изменение потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на 2022-2026 годы в графическом виде представлено на рисунках 18 и 19.

На рисунках 18 и 19 приведена справочная информация о динамике изменения прогноза потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области в соответствии с СиПР Челябинской области на 2021-2025 годы, утвержденной в 2020 году. Текущее прогнозное изменение потребления мощности на 2022-2026 годы характеризуется следующими изменениями относительно СиПР Челябинской области на 2021-2025 годы, утвержденной в 2020 году: в 2022 году уменьшение на 20 МВт; в период 2023-2025 годов увеличение на 44 – 142 МВт.

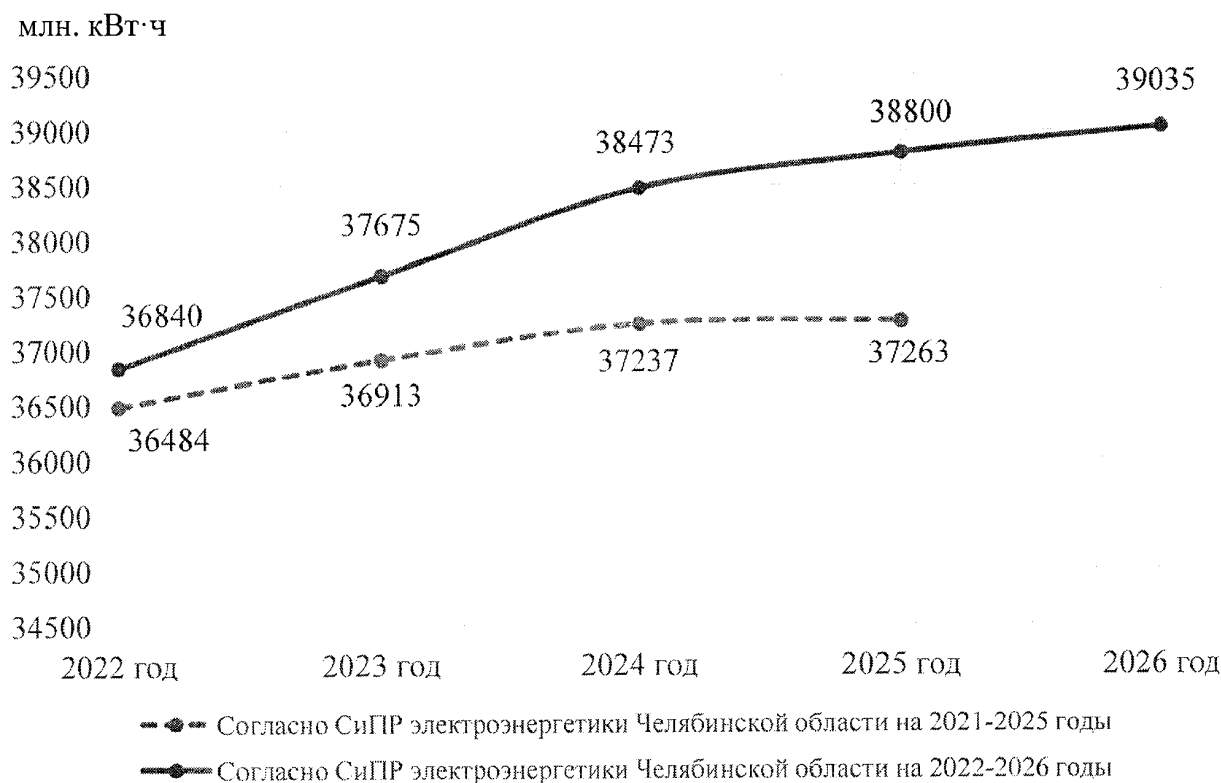
Прогнозное потребление электроэнергии выше ранее прогнозируемого на 356-1537 млн. кВт·ч.

Рисунок 18

Прогнозное изменение потребления мощности энергосистемы Челябинской области на 2022-2026 годы



Прогнозное изменение потребления электроэнергии энергосистемы  
Челябинской области на 2022-2026 годы



На основании данных Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области (прогноз «в» в соответствии с техническим заданием к СиПР Челябинской области) на период 2022-2026 годов принят равным прогнозу «а», разрабатываемому АО «СО ЕЭС».

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области на текущий период (2021 год) на основании данных Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области принят в объеме 35511,1 млн. кВт·ч (в соответствии с приказом ФАС России от 26.11.2020 № 1164/20-ДСП).

Перечень крупных потребителей электрической энергии (существующих и перспективных) энергосистемы Челябинской области (мощностью не менее 1 процента от потребления Челябинской области) с указанием максимальной прогнозной мощности по ним на 2021-2026 годы представлен в таблице 57. Дополнительно в таблице указаны прочие перспективные потребители с мощностью менее 1 процента от потребления региона (на основе договоров на осуществление технологического присоединения).

Таблица 57

Перечень крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Челябинской области с указанием максимальной мощности на 2021-2026 годы

| Наименование потребителя  | Максимальная прогнозная мощность, МВт |             |             |             |             |             |
|---|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|   | 2021<br>год                           | 2022<br>год | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год |
| существующие потребители  |                                       |             |             |             |             |             |
| ПАО «ММК»   | 1091,7                                | 1118,6      | 1177,7      | 1185,9      | 1173,0      | 1173,0      |
| АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»   | 460                                   | 460         | 460         | 460         | 460         | 460         |
| ПАО «Челябинский металлургический комбинат»   | 315                                   | 315         | 315         | 315         | 315         | 315         |
| ПАО «Челябинский цинковый завод»  | 120                                   | 120         | 120         | 120         | 120         | 120         |
| ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»  | 30                                    | 30          | 30          | 30          | 30          | 30          |
| ФГУП «ПО «Маяк»   | 49                                    | 49          | 49          | 49          | 49          | 49          |
| ПАО «Ашинский металлургический завод»   | 102                                   | 102         | 102         | 102         | 102         | 102         |
| АО «Михеевский ГОК»   | 134                                   | 134         | 134         | 134         | 134         | 134         |
| ООО «Агропарк Урал»   | 59,65                                 | 59,65       | 59,65       | 59,65       | 59,65       | 59,65       |
| Томинский ГОК (АО «Томинский ГОК»)  | 251,8                                 | 251,8       | 251,8       | 251,8       | 251,8       | 251,8       |
| ООО «Троицкий металлургический завод»   | 15                                    | 50          | 50          | 50          | 50          | 50          |
| перспективные потребители   |                                       |             |             |             |             |             |
| ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»   | 144                                   | 144         | 144         | 144         | 144         | 144         |
| ООО Индустриальный парк «Станкомаш»   | 60                                    | 60          | 60          | 60          | 60          | 60          |
| ПАО «Ашинский металлургический завод» (ПС 110 кВ ГПП-3)   | -                                     | -           | -           | 55          | 55          | 55          |
| перспективные потребители с мощностью менее 1 процента от потребления региона                   |                                       |             |             |             |             |             |
| ООО «Муллит»  | 20                                    | 20          | 20          | 20          | 20          | 20          |
| ПАО «ММК» (ПС 110 кВ 15)  | 0,256                                 | 20,335      | 20,335      | 20,335      | 20,335      | 20,335      |
| МКУ «Управление капитального строительства» Озёрского городского округа (ПС 110 кВ Новогорная)* | 25                                    | 25          | 25          | 25          | 25          | 25          |
| АО «Южуралзолото Группа Компаний» (ПС 110 кВ Новый Курасан)                                     | 14                                    | 14          | 14          | 14          | 14          | 14          |
| ООО «СТИЛ АРМОР» (ПС 110 кВ Литейная)   | 20                                    | 20          | 20          | 20          | 20          | 20          |

\* В соответствии с информацией филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» договор на ТП расторгнут от 25.02.2021.

51. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Челябинской области на пятилетний период (с разбивкой по годам) с детализацией электропотребления, максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы (энергорайонам) Челябинской области с выделением

потребителей, составляющих не менее 1 процента потребления Челябинской области. Структура электропотребления по энергорайонам, крупным городам.

Прогноз потребления электроэнергии по годам с детализацией электропотребления по отдельным частям энергосистемы (энергорайонам) представлен в таблице 58. Прогноз составлен в соответствии с проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы.

Таблица 58

## Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области

| Энергорайон                                  | Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч |          |          |          |          |
|--|--|----------|----------|----------|----------|
|  | 2022 год                               | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год |
| территория                                   | 36840,0                                | 37675,0  | 38473,0  | 38800,0  | 39035,0  |
| всего по энергорайонам                       | 33946,8                                | 34716,2  | 35451,6  | 35752,9  | 35969,4  |
| в том числе:                                 | -                                      | -        | -        | -        | -        |
| Златоустовско-Миасский энергорайон           | 4229,3                                 | 4325,1   | 4416,8   | 4454,3   | 4481,3   |
| в том числе:                                 | -                                      | -        | -        | -        | -        |
| город Златоуст                               | 909,3                                  | 929,9    | 949,6    | 957,7    | 963,5    |
| город Миасс                                  | 1120,8                                 | 1146,2   | 1170,4   | 1180,4   | 1187,5   |
| Ашинский энергорайон                         | 886,6                                  | 906,7    | 925,9    | 933,8    | 939,4    |
| Карталинский энергорайон                     | 1152,7                                 | 1178,8   | 1203,8   | 1214,0   | 1221,3   |
| Магнитогорский энергорайон                   | 9428,7                                 | 9642,4   | 9846,6   | 9930,3   | 9990,5   |
| в том числе:                                 | -                                      | -        | -        | -        | -        |
| город Магнитогорск                           | 8815,8                                 | 9015,6   | 9206,6   | 9284,8   | 9341,1   |
| Челябинский энергорайон                      | 13778,1                                | 14090,4  | 14388,9  | 14511,2  | 14599,0  |
| в том числе:                                 | -                                      | -        | -        | -        | -        |
| город Челябинск                              | 11987,0                                | 12258,7  | 12518,3  | 12624,7  | 12701,2  |
| город Копейск                                | 719,2                                  | 735,5    | 751,1    | 757,5    | 762,1    |
| Металлургический энергорайон                 | 2673,4                                 | 2734,0   | 2791,9   | 2815,6   | 2832,6   |
| Сосновский энергорайон                       | 1392,0                                 | 1423,5   | 1453,7   | 1466,0   | 1474,9   |
| энергорайон ЧТЭЦ-4                           | 1461,4                                 | 1494,5   | 1526,1   | 1539,1   | 1548,4   |
| энергорайон ЧТЭЦ-2                           | 626,3                                  | 640,5    | 654,0    | 659,6    | 663,6    |
| энергорайон ЧТЭЦ-1                           | 2609,0                                 | 2668,1   | 2724,6   | 2747,8   | 2764,4   |
| энергорайон ЧЭМК                             | 3479,1                                 | 3558,0   | 3633,3   | 3664,2   | 3686,4   |
| Северный энергорайон                         | 2466,5                                 | 2522,4   | 2575,8   | 2597,7   | 2613,5   |
| Троицкий энергорайон                         | 946,9                                  | 968,4    | 988,9    | 997,3    | 1003,4   |
| Еманжелинский энергорайон                    | 1058,0                                 | 1082,0   | 1104,9   | 1114,3   | 1121,0   |
| процентов по отношению к<br>предыдущему году | 2,5                                    | 2,3      | 2,1      | 0,8      | 0,6      |
| выработка электроэнергии                     | 30613,0                                | 31312,0  | 32146,0  | 32716,0  | 33389,0  |
| в том числе:                                 | -                                      | -        | -        | -        | -        |
| АЭС  | 0                                      | 0        | 0        | 0        | 0        |
| ГЭС  | 0                                      | 0        | 0        | 0        | 0        |
| ТЭС  | 30613,0                                | 31312,0  | 32146,0  | 32716,0  | 33389,0  |
| ВИЭ  | 0                                      | 0        | 0        | 0        | 0        |
| сальдо*                                      | 6227,0                                 | 6363,0   | 6327,0   | 6084,0   | 5646,0   |

\* (–) – выдача электрической энергии,

( + ) – получение электрической энергии энергосистемой.

Разбивка прогнозного потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2022-2026 годы выполнена на основе фактического потребления электроэнергии энергосистемы Челябинской области за 2020 год.

Прогноз изменения максимального потребления мощности энергосистемы Челябинской области с детализацией по энергорайонам представлен в таблице 59.

Таблица 59

Прогноз изменения максимального потребления мощности  
энергосистемы Челябинской области

| Энергорайон                               | Потребление мощности, МВт |             |             |             |             |
|---|---------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|   | 2022<br>год               | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год |
| территория                                | 5284,0                    | 5412,0      | 5501,0      | 5563,0      | 5597,0      |
| процентов по отношению к предыдущему году | 1,1                       | 2,4         | 1,6         | 1,1         | 0,6         |
| всего по энергорайонам                    | 4872,8                    | 4990,8      | 5039,5      | 5130,1      | 5161,4      |
| в том числе:                              | -                         | -           | -           | -           | -           |
| Златоустовско-Миасский энергорайон        | 599,6                     | 614,1       | 624,2       | 631,3       | 635,1       |
| в том числе:                              | -                         | -           | -           | -           | -           |
| город Златоуст                            | 125,9                     | 129,0       | 131,1       | 132,6       | 133,4       |
| город Миасс                               | 155,9                     | 159,7       | 162,3       | 164,1       | 165,1       |
| Ашинский энергорайон                      | 148,0                     | 151,6       | 154,1       | 155,8       | 156,8       |
| Карталинский энергорайон                  | 226,1                     | 231,6       | 235,4       | 238,0       | 239,5       |
| Магнитогорский энергорайон                | 1286,6                    | 1317,8      | 1339,5      | 1354,6      | 1362,8      |
| в том числе:                              | -                         | -           | -           | -           | -           |
| город Магнитогорск                        | 1196,6                    | 1225,5      | 1245,7      | 1259,7      | 1267,4      |
| Челябинский энергорайон                   | 1983,4                    | 2031,4      | 2031,4      | 2088,1      | 2100,9      |
| в том числе:                              | -                         | -           | -           | -           | -           |
| город Челябинск                           | 1725,5                    | 1767,3      | 1767,3      | 1816,6      | 1827,7      |
| город Копейск                             | 119,0                     | 121,9       | 121,9       | 125,3       | 126,1       |
| Металлургический энергорайон              | 400,3                     | 410,0       | 416,7       | 421,4       | 424,0       |
| Сосновский энергорайон                    | 200,2                     | 205,1       | 208,4       | 210,8       | 212,1       |
| энергорайон ЧТЭЦ-4                        | 205,4                     | 210,4       | 213,8       | 216,2       | 217,6       |
| энергорайон ЧТЭЦ-1                        | 91,3                      | 93,5        | 95,1        | 96,1        | 96,7        |
| энергорайон ЧТЭЦ-2                        | 385,9                     | 395,2       | 401,7       | 406,2       | 408,7       |
| энергорайон ЧЭМК                          | 520,0                     | 532,6       | 541,4       | 547,5       | 550,8       |
| Северный энергорайон                      | 344,7                     | 353,0       | 358,8       | 362,9       | 365,1       |
| Троицкий энергорайон                      | 131,5                     | 134,7       | 136,9       | 138,4       | 139,3       |
| Еманжелинский энергорайон                 | 152,9                     | 156,6       | 159,2       | 161,0       | 162,0       |
| установленная мощность электростанций     | 5961,1                    | 5961,1      | 5961,1      | 5961,1      | 5961,1      |
| в том числе:                              | -                         | -           | -           | -           | -           |
| АЭС                                       | 0                         | 0           | 0           | 0           | 0           |
| ГЭС                                       | 0                         | 0           | 0           | 0           | 0           |
| ТЭС                                       | 5961,1                    | 5961,1      | 5961,1      | 5961,1      | 5961,1      |
| 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 2022-2026 годы был представлен выше в таблице 57.

52. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период.

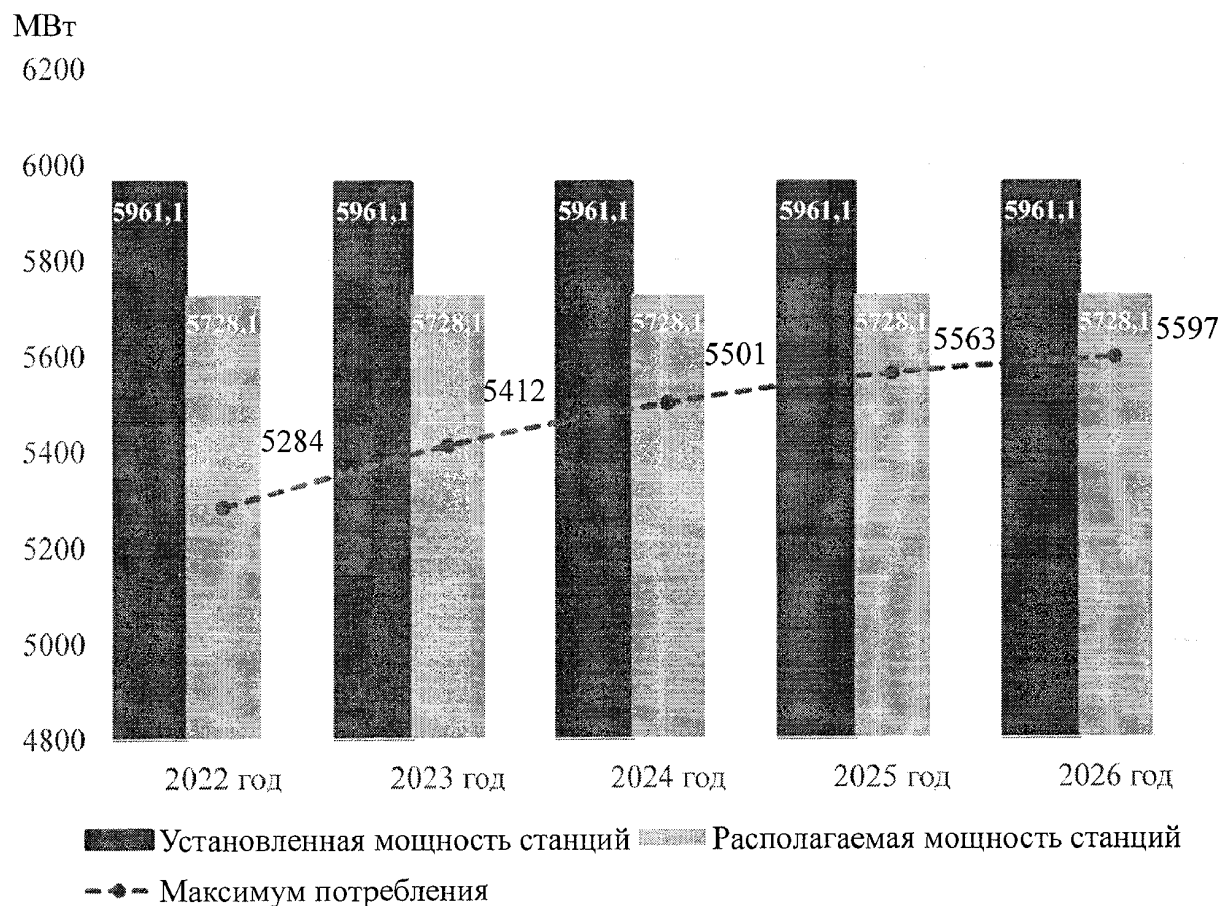
Структура прогнозного баланса мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы на перспективный период представлена в таблице 60. Сводный прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы на перспективный период представлен на рисунке 20. При формировании перспективных балансов мощности энергосистемы Челябинской области потребность в производстве электроэнергии определялась с учетом сальдо-перетоков с соседними энергосистемами.

Таблица 60

Прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы

| Мощность   | Прогноз потребления/выработки мощности, МВт |          |          |          |          |
|--|---|----------|----------|----------|----------|
|  | 2022 год                                    | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год |
| установленная мощность   | 5961,1                                      | 5961,1   | 5961,1   | 5961,1   | 5961,1   |
| АЭС  | 0   | 0        | 0        | 0        | 0        |
| ГЭС  | 0   | 0        | 0        | 0        | 0        |
| ТЭС  | 5961,1                                      | 5961,1   | 5961,1   | 5961,1   | 5961,1   |
| ВИЭ  | 0   | 0        | 0        | 0        | 0        |
| ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-) | 233,0                                       | 233,0    | 233,0    | 233,0    | 233,0    |
| АЭС  | 0   | 0        | 0        | 0        | 0        |
| ГЭС  | 0   | 0        | 0        | 0        | 0        |
| ТЭС  | 233,0                                       | 233,0    | 233,0    | 233,0    | 233,0    |
| ВИЭ  | 0   | 0        | 0        | 0        | 0        |
| располагаемая мощность (1-2)   | 5728,1                                      | 5728,1   | 5728,1   | 5728,1   | 5728,1   |
| АЭС  | 0   | 0        | 0        | 0        | 0        |
| ГЭС  | 0   | 0        | 0        | 0        | 0        |
| ТЭС  | 5728,1                                      | 5728,1   | 5728,1   | 5728,1   | 5728,1   |
| ВИЭ  | 0   | 0        | 0        | 0        | 0        |
| максимум потребления   | 5284,0                                      | 5412,0   | 5501,0   | 5563,0   | 5597,0   |
| процент прироста по отношению к предыдущему году   | 1,1   | 2,4      | 1,6      | 1,1      | 0,6      |
| дефицит (-) / избыток (+) (3-4)  | 444,1                                       | 316,1    | 227,1    | 165,1    | 131,1    |

Прогнозный баланс мощности энергосистемы Челябинской области на час прохождения максимума энергосистемы



В результате планируемых изменений генерирующей мощности баланс мощности энергосистемы Челябинской области прогнозируется избыточным в 2022-2026 годах.

Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 5-летний период представлен в таблице 61 и на рисунке 21.

Таблица 61

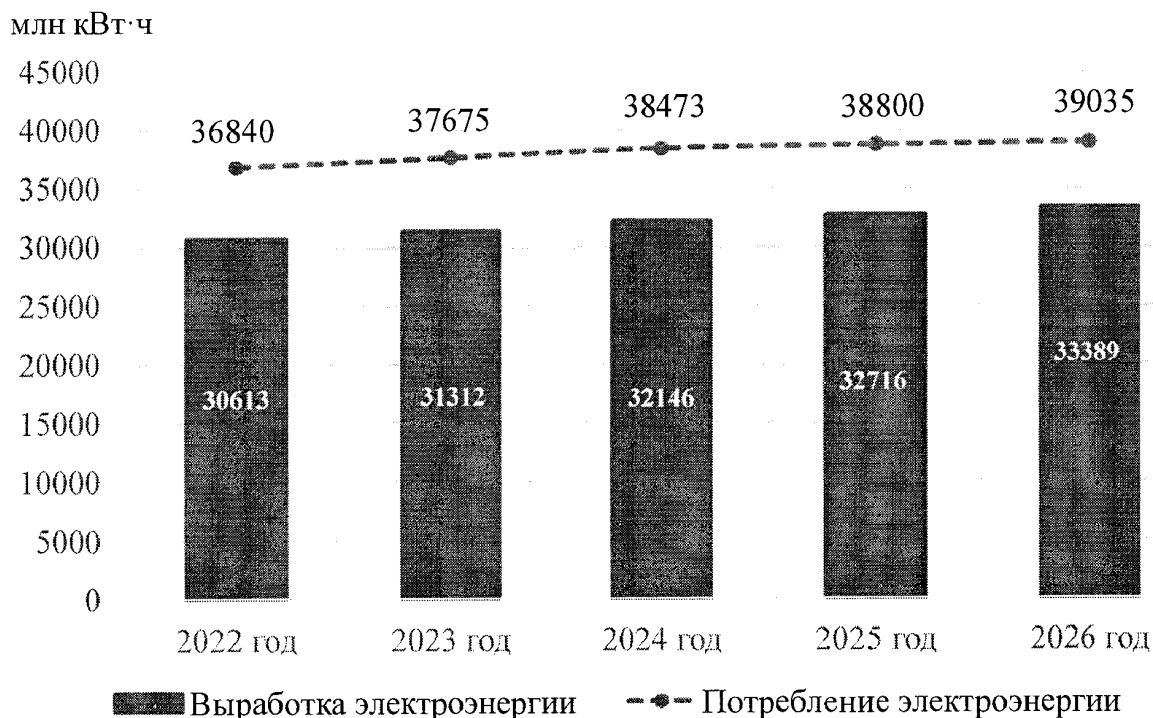
Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области

| Наименование показателя                                      | Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч |          |          |          |          |
|--|--|----------|----------|----------|----------|
|  | 2022 год                               | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год |
| потребление электроэнергии на территории Челябинской области | 36840                                  | 37675    | 38473    | 38800    | 39035    |
| выработка электроэнергии на территории Челябинской области   | 30613                                  | 31312    | 32146    | 32716    | 33389    |
| сальдо*  | 6227                                   | 6363     | 6327     | 6084     | 5646     |

\* ( - ) – выдача электрической энергии энергосистемой Челябинской области.

( + ) – получение электрической энергии энергосистемой Челябинской области.

## Прогнозный баланс по электроэнергии энергосистемы Челябинской области



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

Таблица 62

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

| Городские округа (городские округа с внутригородским делением)/ муниципальные районы | 2021 год | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Верхнеуфалейский городской округ   | 373      | 370      | 368      | 370      | 372      | 370      |
| Златоустовский городской округ   | 2086     | 2069     | 2057     | 2069     | 2078     | 2069     |
| Карабашский городской округ  | 174      | 173      | 172      | 173      | 174      | 173      |
| Копейский городской округ  | 809      | 803      | 798      | 803      | 806      | 803      |
| Кыштымский городской округ   | 283      | 281      | 279      | 281      | 282      | 281      |
| Локомотивный городской округ   | 35       | 35       | 35       | 35       | 35       | 35       |
| Магнитогорский городской округ   | 5758     | 5712     | 5678     | 5712     | 5737     | 5712     |
| Миасский городской округ   | 2069     | 2052     | 2040     | 2052     | 2061     | 2052     |
| Озерский городской округ   | 1932     | 1917     | 1905     | 1916     | 1924     | 1916     |
| Снежинский городской округ   | 914      | 907      | 902      | 907      | 911      | 907      |
| Трехгорный городской округ   | 475      | 471      | 468      | 471      | 473      | 471      |

|  |       |       |       |       |       |       |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Троицкий городской округ                               | 586   | 581   | 578   | 581   | 583   | 580   |
| Усть-Катавский городской округ                         | 325   | 322   | 320   | 322   | 323   | 322   |
| Чебаркульский городской округ                          | 533   | 529   | 526   | 529   | 531   | 529   |
| Челябинский городской округ с внутригородским делением | 12121 | 12024 | 11952 | 12024 | 12076 | 12024 |
| Южноуральский городской округ                          | 428   | 425   | 422   | 425   | 427   | 425   |
| всего городские округа, в том числе:                   | 28901 | 28671 | 28500 | 28670 | 28793 | 28669 |
| отопление  | 20520 | 20356 | 20235 | 20356 | 20443 | 20355 |
| вентиляция   | 1879  | 1864  | 1853  | 1864  | 1872  | 1863  |
| горячее водоснабжение                                  | 5491  | 5447  | 5415  | 5447  | 5471  | 5447  |
| технология   | 1012  | 1003  | 998   | 1003  | 1008  | 1003  |
| Агаповский муниципальный район                         | 258   | 256   | 254   | 256   | 257   | 258   |
| Аргаяшский муниципальный район                         | 147   | 146   | 145   | 146   | 147   | 148   |
| Ашинский муниципальный район                           | 1075  | 1066  | 1060  | 1066  | 1071  | 1076  |
| Брединский муниципальный район                         | 86    | 85    | 84    | 85    | 85    | 85    |
| Варненский муниципальный район                         | 68    | 67    | 67    | 67    | 67    | 67    |
| Верхнеуральский муниципальный район                    | 160   | 159   | 158   | 159   | 160   | 161   |
| Еманжелинский муниципальный район                      | 503   | 499   | 496   | 499   | 501   | 503   |
| Еткульский муниципальный район                         | 159   | 158   | 157   | 158   | 159   | 160   |
| Карталинский муниципальный район                       | 375   | 372   | 370   | 372   | 374   | 376   |
| Каслинский муниципальный район                         | 340   | 337   | 335   | 337   | 338   | 339   |
| Катав-Ивановский муниципальный район                   | 278   | 276   | 274   | 276   | 277   | 278   |
| Кизильский муниципальный район                         | 31    | 31    | 31    | 31    | 31    | 31    |
| Коркинский муниципальный район                         | 720   | 714   | 710   | 714   | 717   | 720   |
| Красноармейский муниципальный район                    | 255   | 253   | 251   | 253   | 254   | 255   |
| Кунашакский муниципальный район                        | 180   | 179   | 178   | 179   | 180   | 181   |
| Кусинский муниципальный район                          | 276   | 274   | 272   | 274   | 275   | 276   |
| Нагайбакский муниципальный район                       | 146   | 145   | 144   | 145   | 146   | 147   |
| Нязепетровский муниципальный район                     | 139   | 138   | 137   | 138   | 139   | 140   |
| Октябрьский муниципальный район                        | 60    | 60    | 60    | 60    | 60    | 60    |
| Пластовский муниципальный район                        | 165   | 164   | 163   | 164   | 165   | 166   |
| Саткинский муниципальный район                         | 1036  | 1028  | 1022  | 1028  | 1032  | 1036  |
| Сосновский муниципальный район                         | 349   | 346   | 344   | 346   | 347   | 348   |
| Троицкий муниципальный район                           | 44    | 44    | 44    | 44    | 44    | 44    |
| Увельский муниципальный район                          | 153   | 152   | 151   | 152   | 153   | 154   |
| Уйский муниципальный район                             | 127   | 126   | 125   | 126   | 127   | 128   |
| Чебаркульский муниципальный район                      | 133   | 132   | 131   | 132   | 133   | 134   |
| Чесменский муниципальный район                         | 32    | 32    | 32    | 32    | 32    | 32    |
| всего по муниципальным районам, в том числе            | 7295  | 7239  | 7195  | 7239  | 7271  | 7303  |
| отопление  | 5690  | 5646  | 5612  | 5646  | 5671  | 5696  |
| вентиляция   | 171   | 169   | 168   | 169   | 170   | 171   |
| горячее водоснабжение                                  | 683   | 678   | 673   | 678   | 681   | 684   |
| технология   | 751   | 746   | 741   | 746   | 749   | 752   |
| всего по Челябинской области                           | 36196 | 35910 | 35695 | 35909 | 36064 | 35972 |
| отопление  | 26210 | 26003 | 25847 | 26002 | 26114 | 26051 |
| вентиляция   | 2049  | 2033  | 2021  | 2033  | 2042  | 2034  |
| горячее водоснабжение                                  | 6174  | 6125  | 6088  | 6125  | 6151  | 6131  |
| технология   | 1763  | 1749  | 1739  | 1749  | 1757  | 1756  |

54. 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 2021-2026 годы, сформированный на основе проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы, представлен в таблице 63.

Таблица 63

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Челябинской области на 2021-2026 годы, сформированный на основе проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы

| Электростанция                     | Изменение установленной мощности, МВт |          |          |          |          |          |
|------------------------------------|---------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                                    | 2021 год                              | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год |
| ГПС Томинская, 1 КЭС газопоршневые | 206,8                                 | -        | -        | -        | -        | -        |

## V. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Челябинской области

### 55. Общие положения.

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

Существующие и перспективные балансы мощности и электроэнергии по энергосистеме Челябинской области и отдельно по энергорайонам до 2026 года, а также перспективное развитие энергорайонов описаны выше в разделах II и IV настоящих СиПР Челябинской области.

Перечень основных вводов электросетевых объектов 220 кВ и выше, учтенных в расчетных моделях энергосистемы Челябинской области, представлен в таблице 64.

Таблица 64

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

| Электросетевой объект   | Параметры объекта                  | Год  | Тип мероприятия | Источник информации   |
|---|------------------------------------|------|-----------------|---|
| строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2x16 МВА, 1x63 МВА, 1x80 МВА)   | 2x16 МВА,<br>1x63 МВА,<br>1x80 МВА | 2021 | новый ввод      | проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы.<br>Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Агрокомплекс «Южноуральский» |
| сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2x1 километра) | 2x1 километр                       |      |                 |   |
| строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар                                | 2x25 МВА<br>БСК 33 Мвар            | 2021 | новый ввод      | проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы.<br>Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Муллит»                      |
| сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2x2,5 километра)    | 2x2,5 километра                    |      |                 |   |

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 65.

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

| Наименование объекта  | Наименование мероприятия   | Характеристики (класс напряжения/протяженность/ мощность, кВ/километров/МВА | Год  | Обоснование необходимости строительства  |
|---|--|---|------|--|
| ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2 | строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2                                  | 2х63 МВА,<br>2х2 километра  | 2021 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО Индустриальный парк «Станкомаш»   |
| ПС 110 кВ ГПП-3   | строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь  | 2х40 МВА,<br>2,610+2,740 километра  | 2024 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Ашинский металлургический завод»   |
| ПС 110 кВ Новогорная*   | строительство ПС 110 кВ Новогорная, отпаяк от ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-2, ВЛ 110 кВ Аргаяшская ТЭЦ – Болото-7 | 2х25 МВА,<br>0,135+0,165 километра  | 2021 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств муниципального казённого учреждения «Управление капитального строительства» Озёрского городского округа |
| ПС 110 кВ 36  | реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА              | 2х63 МВА  | 2021 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «МЦОЗ»  |
| ПС 110 кВ 15  | строительство ПС 110 кВ 15, КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15  | 2х40 МВА,<br>1,2 километра +<br>8,85 километра                              | 2021 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса коксовой батареи № 12 КХП ПАО «ММК»   |

| Наименование объекта    | Наименование мероприятия   | Характеристики (класс напряжения/протяженность/ мощность, кВ/километров/МВА | Год  | Обоснование необходимости строительства   |
|-------------------------|--|---|------|---|
| ПС 110 кВ Дизельная     | расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ. Строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2) С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь | 2x0,87 километра  | 2022 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Троицкий металлургический завод»  |
| ПС 110 кВ Литейная      | строительство ПС 110 кВ Литейная, отпайки от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым до ПС 110 кВ Литейная  | 1x25 МВА,<br>0,06 километра   | 2021 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «СТИЛ АРМОР»   |
| ПС 110 кВ Новый Курасан | строительство ПС 110 кВ Новый Курасан с заходами ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками   | 2x16 МВА,<br>2x20 Мвар,<br>2x30,5 километра                                 | 2021 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Южуралзолото Группа Компаний»  |
| ПС 110 кВ Новая         | реконструкция ПС 110 кВ Новая в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 16 МВА каждый на 25 МВА каждый   | 2x25 МВА  | 2024 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Федерального государственного унитарного предприятия «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина» |

\* В соответствии с информацией филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» договор на ТП расторгнут 25 февраля 2021 года.

Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Челябинской области выполнены в соответствии с Национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденным приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19.11.2019 № 1196-ст (далее именуется – ГОСТ Р 58670-2019).

В соответствии с пунктом 5.3 ГОСТ Р 58670-2019 были сформированы расчетные модели для следующих условий:

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений (далее именуется — правила строительной климатологии), приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения;

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в приложении к А ГОСТ Р 58670-2019;

летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 98 процентов, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 градусам °С;

летний режим максимальных и минимальных нагрузок — при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения.

Расчетные температуры, используемые для определения расчетных величин потребления мощности в энергосистеме Челябинской области для указанных выше расчетных условий, были приняты следующими:

среднесуточная температура наружного воздуха в сутки прохождения максимума потребления мощности в осенне-зимний период принята минус 21,7 градуса °C ( $t_{\text{срСнПР}}$ );

температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (с округлением до ближайшего целого значения) принята минус 31,0 градуса °C ( $t_{\text{зим0,92}}$ );

расчетная температура наружного воздуха для расчетов электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных и минимальных нагрузок принята 0 градусов °C ( $t_{\text{ГОСТ}}$ );

температура воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 (с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 градусам °C) принята плюс 30 градусов °C ( $t_{\text{лет 0,98}}$ );

среднемесячная температура воздуха наиболее теплого летнего месяца (с округлением до ближайшего целого значения) принята плюс 19 градусов °C ( $t_{\text{лет ср}}$ ).

Коэффициенты зависимости изменения потребления мощности при изменении температуры наружного воздуха для Челябинской области представлены в таблице 66.

Таблица 66

Коэффициенты зависимости изменения потребления мощности при изменении температуры наружного воздуха для Челябинской области

| Температурный диапазон                       | I     | II    | III   | IV   |
|--|-------|-------|-------|------|
| нижняя граница диапазона, градусов °C        | -40   | -6    | 8     | 18   |
| верхняя граница диапазона, градусов °C       | -6    | 8     | 18    | 40   |
| значение коэффициента, процентов / градус °C | -0,35 | -0,39 | -0,31 | 0,28 |

Также были приняты следующие коэффициенты:

коэффициент соотношения между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы в зимние сутки, равный 0,850 ( $K_{\text{зим}}^{\text{min/max}}$ );

коэффициент соотношения максимального потребления мощности энергосистемы в дни летнего и зимнего контрольных замеров, равный 0,826 ( $K_{\text{зим/лет}}^{\text{max}}$ );

коэффициент соотношения между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы в летние сутки, равный 0,834 ( $K_{\text{лет}}^{\text{min/max}}$ ).

Расчетные величины потребления мощности в энергосистеме Челябинской области на 2021-2026 годы, определенные в соответствии с абзацем 2 пункта 5.5 ГОСТ Р 58670-2019, принятые с учётом представленных выше коэффициентов, представлены в таблице 67.

Таблица 67

Расчетные величины потребления мощности в энергосистеме Челябинской области на 2021-2026 годы

| Наименование показателя | Температура, | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|-------------------------|--------------|------|------|------|------|------|------|
|-------------------------|--------------|------|------|------|------|------|------|

|                        | градусов °С | год    | год    | год    | год    | год    | год    |
|------------------------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| зимний максимум (СиПР) | -21,7       | 5226   | 5284   | 5412   | 5501   | 5563   | 5597   |
| зимний минимум (СиПР)  | -21,7       | 4444,5 | 4493,8 | 4602,7 | 4678,4 | 4731,1 | 4760,0 |
| летний максимум (СиПР) | +19,2       | 4152,5 | 4198,6 | 4300,3 | 4371,0 | 4420,2 | 4447,3 |
| летний минимум (СиПР)  | +19,2       | 3464,8 | 3503,2 | 3588,1 | 3647,1 | 3688,1 | 3710,7 |
| зимний максимум        | -31         | 5396   | 5456   | 5588   | 5680   | 5744   | 5779   |
| зимний минимум         | -31         | 4589   | 4640   | 4752   | 4831   | 4885   | 4915   |
| зимний максимум        | 0           | 4823   | 4877   | 4995   | 5077   | 5134   | 5166   |
| зимний минимум         | 0           | 4102   | 4148   | 4248   | 4318   | 4366   | 4393   |
| летний максимум        | +19         | 4150   | 4196   | 4298   | 4369   | 4418   | 4445   |
| летний минимум         | +19         | 3463   | 3501   | 3586   | 3645   | 3686   | 3709   |
| летний максимум        | +30         | 4278   | 4325   | 4430   | 4503   | 4554   | 4581   |

56. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на зимний максимум и минимум, летний максимум и летний минимум нагрузок 2020 года.

Проведен анализ параметров наиболее тяжелых послеаварийных режимов для режимов зимних максимальных и минимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок в Карталинском, Златоустовско–Миасском, Северном, Магнитогорском и Челябинском энергорайонах энергосистемы Челябинской области для отчетного потокораспределения 2020 года.

Карталинский энергорайон.

Для отчетных режимов зимних максимальных и минимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

Для отчетных режимов зимних максимальных и минимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Златоустовско-Миасский энергорайон.

В Златоустовско-Миасском энергорайоне в отчетных режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок 2020 года выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;

ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;

ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;

ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;

ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная.

В Златоустовско-Миасском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок 2020 года при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

- ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;
- ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
- ВЛ 110 кВ Тургойк – Горная;
- ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;
- ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;
- ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;
- ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;
- ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;
- ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;
- ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;
- ВЛ 110 кВ Миасс – Тургойк-т с отпайкой на ПС Тальковая;
- ВЛ 110 кВ Тургойк-т – Хребет-т;
- ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;
- ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная.

Для предотвращения выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в рассмотренных схемах, эффективным мероприятием является деление сети на шунтирующих связях 110 кВ.

Ликвидация нарушения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в ремонтных схемах при отключении ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская или ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская обеспечивается действием существующих устройств противоаварийной автоматики, в том числе:

АДЩС ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, установленная на ПС 500 кВ Кропачево, с действием по факту отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево на отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Кропачево–Симская I, II цепь с отпайками;

АОПО ВЛ 110 кВ Сатка – Западная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Сатка – Западная) и ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АРЛ ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская –

Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ ВЛ 110 кВ Златоуст - Сатка III, IV цепь (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АОПО ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС - Таганай с отпайками, ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная (отключение перегружающейся ВЛ с запретом АПВ), установленных на ПС 110 кВ Таганай.

Магнитогорский энергорайон.

В Магнитогорском энергорайоне для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Магнитогорском энергорайоне для отчетных режимов летних максимальных и летних минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Северный энергорайон.

В Северном энергорайоне для отчетных режимов зимних максимальных, а также летних максимальных и минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, не выявлено.

В Северном энергорайоне для отчетных режимов летних максимальных и летних минимальных нагрузок выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Челябинский энергорайон.

В Челябинском энергорайоне в отчетных режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2020 года выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

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

ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками.

В Челябинском энергорайоне в отчетных режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2020 года при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками;

КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками;

ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;  
 ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;  
 КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;  
 КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;  
 ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь;  
 ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, установленным на Челябинской ТЭЦ-2. Действие АОПО направлено:

на разгрузку до технологического минимума ТГ-1 – ТГ-4 Челябинской ТЭЦ-2;

на отключение выключателя 110 кВ блока 3;

на отключение выключателя 110 кВ блока 4;

на отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь.

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

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь, установленными на Челябинской ТЭЦ-4.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (Блока 1 или Блока 3);

отключение ГТУ Блока 1 (3) при отключенном ПТУ Блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (Блока 1 или Блока 3);

отключение ГТУ Блока 1 (3) при отключенном ПТУ Блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками, установленным на Челябинской ТЭЦ-4. Действие АОПО направлено:

на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол № 2 с отпайками.

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками, осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками, установленным на Челябинской ТЭЦ-4. Действие АОПО направлено:

на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь осуществляется существующими устройствами АРЛ на ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь, установленными на ПС 500 кВ Козырево. Действие АРЛ направлено:

на отключение с запретом АПВ выключателя 110 кВ АТ2 (ОВ 110 кВ);

на отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ.

57. Расчеты электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области для каждого года на пятилетний период.

При выполнении расчетов максимально допустимый переток (далее именуется – МДП) мощности в сечении № 13 «Урал» принимался величиной:

в нормальной схеме - 4300 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская - 4000 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская) - 4000 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская - 4200 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево или Кропачево – Приваловская или ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская) - 3600 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская - 3600 МВт.

МДП в сечении № 79 «Малахит» принимался величиной:

в нормальной схеме – 4500 МВт;

в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 – 4300 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС – 4000 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская – 4300 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево или ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская или ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская) – 3900 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская – 3900 МВт;

МДП в сечении № 41 «Север – Юг 2» принимался величиной:

в нормальной схеме – не контролируется;

в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 (ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС в работе) – 3850 МВт;

в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 (ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС отключена) - 4300 МВт;

в схеме ремонта КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол (из контроля исключается КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2) – 3800 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская – 4100 МВт;

в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская (из контроля исключается ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская) – 4100 МВт.

При этом контролировались перетоки в сечениях № 2 (Урал – Запад, 3480 МВт), № 3 (Запад – Урал, 3800 МВт), № 7 (АРС РефтГРЭС, 3900 МВт), № 17 («Север–Юг 1», 4300 МВт), № 35 («Сечение 35», 2600 МВт), № 52 («Волга – Урал», 4400 МВт), № 75 («Сокол», 2100 МВт) на предмет неперевышения МДП.

Проведен анализ параметров наиболее тяжелых послеаварийных режимов для режимов зимнего и летнего максимумов нагрузок рабочего дня, летнего минимума нагрузок выходного дня в Карталинском, Златоустовско-Миасском, Северном, Магнитогорском и Челябинском энергорайонах энергосистемы Челябинской области для каждого года на пятилетний период. Результаты проведенного анализа представлены ниже.

Карталинский энергорайон.

В Карталинском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 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 зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схемах, складывающихся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Троицкий энергорайон.

В Троицком энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

АТГ связи Троицкой ГРЭС;

АТ связи Южноуральской ГРЭС-2;

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

ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, а также № 41 близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики.

Перегрузку АТГ связи Троицкой ГРЭС рекомендуется ликвидировать действием оперативного персонала на отключение АТГ связи Троицкой ГРЭС.

Перегрузку АТ связи Южноуральской ГРЭС-2 рекомендуется ликвидировать действием оперативного персонала на отключение ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т, ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС (в 2021 –2025 годах ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская) и АТ связи Южноуральской ГРЭС-2.

Перегрузка ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1).

Перегрузка ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская на отключение выключателя ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская.

В Троицком энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

- АТГ связи Троицкой ГРЭС;
- АТ связи Южноуральской ГРЭС-2;
- ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь;
- ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская;
- ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т;
- ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская;
- ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Берёзовская.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, а также № 41, близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики.

Для предотвращения превышения АДТН АТГ связи Троицкой ГРЭС рекомендуется в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС и ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская отключать АТГ связи Троицкой ГРЭС и ВЛ 110 кВ Станкозаводская – Троицкая районная.

Перегрузка АТ связи Южноуральской ГРЭС-2 ликвидируется действием АОПО АТ связи Южноуральской ГРЭС-2 на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1).

Перегрузка ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 I цепь на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1).

Перегрузка ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская ликвидируется действием АОПО ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская на отключение выключателя ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская.

Для предотвращения перегрузки ВЛ 110 кВ Казачья – Упрун-т при ремонте ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Берёзовская, КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2 рекомендуется мероприятие по превентивному делению сети в транзите 110 кВ Казачья – Троицкая районная.

Перегрузка существующей ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС ликвидируется существующей АОПО ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС действием на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1, паровой турбины блока 2), далее на отключение ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС. С вводом ПС 220 кВ Берёзовская в 2021 году АОПО будет действовать на разгрузку Южноуральской ГРЭС-2 (отключение блока 1, паровой турбины блока 2), далее на отключение ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Берёзовская.

Златоустовско-Миасский энергорайон.

В Златоустовско-Миасском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

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

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики.

Ликвидация нарушения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в нормальной схеме при отключении ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская, ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст или ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская обеспечивается действием существующих устройств противоаварийной автоматики, в том числе:

АОПО ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха, установленной на ПС 110 кВ Бакал (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха);

АРЛ ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал, Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань;

АРЛ ВЛ 110 кВ Златоуст - Сатка III, IV цепь (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АОПО ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС - Таганай с отпайками, ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная (отключение перегружающейся ВЛ с запретом АПВ), установленных на ПС 110 кВ Таганай;

АДШС ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, установленная на ПС 500 кВ Кропачево, с действием по факту отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево на отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Кропачево–Симская I, II цепь с отпайками.

В Златоустовско–Миасском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 110 кВ Завьялиха – Лесная;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Кропачево – Симская-т II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная;

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал;

ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная;

ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь;

ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь;

ВЛ 110 кВ Таганай – Горная;

ВЛ 110 кВ Сатка – Западная;

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ АМЕТ – Симская-т I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;

ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3;

ВЛ 110 кВ Кукшик-т – Сулея-т;

ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т;

ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая;

ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха;

ВЛ 110 кВ Западная – Бакал с отпайкой на ПС Шахтная;

ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т;

ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная;

ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная;  
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III цепь;  
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка IV цепь;  
 ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай;  
 ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т;  
 ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т;  
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Кропачево I цепь;  
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т;  
 ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т;  
 ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т;  
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Яхино-т;  
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Единовер-т;  
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Салган-т с отпайкой на ПС Тундуш-т;  
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками;  
 ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая;  
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная I цепь с отпайкой на ПС Трехгорная;  
 ВЛ 110 кВ Юрюзань – Лесная II цепь с отпайкой на ПС Трехгорная;  
 ВЛ 110 кВ Биргильда-т – Бишкиль-т;  
 ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская I цепь;  
 ВЛ 110 кВ Сулея-т – Приваловская II цепь;  
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст II цепь;  
 ВЛ 110 кВ Златоуст – Н. Златоуст I цепь.

Расчеты проведены с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях № 13 и № 79, близкими к максимально допустимым, с учетом работы противоаварийной автоматики.

Ликвидация нарушения параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений в ремонтных схемах обеспечивается действием существующих устройств противоаварийной автоматики, в том числе:

АДЭС ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, установленная на ПС 500 кВ Кропачево, с действием по факту отключения ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево на отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Кропачево–Симская I, II цепь с отпайками;

АОПО ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха, установленной на ПС 110 кВ Бакал (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Бакал – Завьялиха);

АРЛ ВЛ 110 кВ Юрюзань – Бакал, Юрюзань – Кукшик-т с отпайкой на ПС Мурсалимкино-т (отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ), установленной на ПС 110 кВ Юрюзань;

АОПО ВЛ 110 кВ Сатка – Западная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Сатка – Западная) и ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка с отпайкой на ПС Шахтная (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Бакал – Сатка), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Н. Златоуст с отпайкой на ПС Тундуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская –

Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ ВЛ 110 кВ Боровая – Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая - Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая - Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АОПО ВЛ 110 кВ Салган-т – Боровая (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Приваловская – Боровая с отпайкой на ПС Бердяуш-т, ВЛ 110 кВ Боровая - Единовер-т с отпайкой на ПС Бердяуш-т), установленной на ПС 110 кВ Боровая;

АРЛ ВЛ 110 кВ Златоуст - Сатка III, IV цепь (отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Златоуст – Сатка III, IV), установленных на ПС 110 кВ Сатка;

АОПО ВЛ 110 кВ Южноуральская ГРЭС - Таганай с отпайками;

ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная (отключение перегружающейся ВЛ с запретом АПВ), установленных на ПС 110 кВ Таганай;

АОПО ВЛ 110 кВ Миасс - Курортная (отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Миасс – Тургойк-т с отпайкой на ПС Тальковая), установленной на ПС 110 кВ Миасс.

Магнитогорский энергорайон.

В Магнитогорском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 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 зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская II цепь;

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – Смеловская I цепь;

ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90;

АТГ 1, 2 ПС 500 кВ Магнитогорская.

Исключение схемно-режимных ситуаций, приводящих к выходу параметров режима из области допустимых значений, возникающих в послеаварийных схемах, осуществляется действием существующей АРЛ на ВЛ 220 кВ Магнитогорская-Смеловская I (II) цепь на деление сети при включенном АТГ 1 на ПС 500 кВ Смеловская:

на ПС 220 кВ 60 выполняется отключение с запретом АПВ выключателей:

- ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 99 с отпайкой на ПС 98;
- ВЛ 110 кВ ПС 60 – Смеловская с отпайкой на ПС КТПБ;
- КВЛ 110 кВ ПС 30 - ПС 60 I, II цепь;
- ВЛ 110 кВ ПС 60 - ПС 62;
- КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11;
- ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками;

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

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

При отключенном АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская выполняется разгрузка района с действием на отключение нагрузки.

Перегрузка ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90 устраняется существующей АРЛ ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90 действием на отключение ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 90, ВЛ 220 кВ Магнитогорская – ПС 77, ВЛ 110 кВ Иремель – Уйская.

Перегрузка АТГ 1, 2 ПС 500 кВ Магнитогорская ликвидируется АОПО АТГ 1(2) ПС 500 кВ Магнитогорская действием на 3 ступень САОН ПС 500 кВ Магнитогорская и, если перегрузка не ликвидируется, – на отключение перегружаемого АТГ.

Северный энергорайон.

В Северном энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 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 зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 годов выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схемах, складывающихся после нормативного возмущения из ремонтных схем, не выявлено.

Челябинский энергорайон.

В Челябинском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 годов выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из нормальной схемы, по следующим элементам:

- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;
- ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2;
- ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками.

В Челябинском энергорайоне в режимах зимних максимальных и минимальных, летних максимальных, а также летних минимальных нагрузок на этапах 2022-2026 годов при нормативных возмущениях выявлен выход параметров режима из области допустимых значений, возникающих в схеме, складывающейся после нормативного возмущения из ремонтных схем, по следующим элементам:

- КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь;
- КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь;
- ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь;
- ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь;
- ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ II цепь;
- КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;
- ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ II цепь с отпайками;
- КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I цепь с отпайкой на ПС Тракторозаводская-2;
- ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь;
- ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь;
- ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I цепь;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 II цепь;
- ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь;
- ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь осуществляется существующими устройствами АРЛ на ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево I цепь, ВЛ 110 кВ Козырево-т – Козырево II цепь, установленными на ПС 500 кВ Козырево. Действие АРЛ направлено:

- на отключение с запретом АПВ выключателя 110 кВ АТ2 (ОВ 110 кВ);
- на отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь, ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т II цепь, ВЛ 110 кВ Ю. Копи – Козырево-т I цепь, установленными на ПС 110 кВ Ю. Копи. Действие АОПО направлено на отключение с запретом АПВ выключателя перегружающейся ВЛ.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, ВЛ 110 кВ Гусеничная – ЧТЗ I (II) цепь эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-2.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь осуществляется

существующими устройствами АОПО на ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I (II) цепь, установленным на Челябинской ТЭЦ-2. Действие АОПО направлено:

на разгрузку до технологического минимума ТГ-1 – ТГ-4 Челябинской ТЭЦ-2;

на отключение выключателя 110 кВ блока 3;

на отключение выключателя 110 кВ блока 4;

на отключение с запретом АПВ выключателя ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-2 – ЧТЗ I цепь.

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

Ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками, осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками, установленным на Челябинской ТЭЦ-4. Действие АОПО направлено:

на разгрузку на величину до 100 МВт ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ПТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение ГТУ-2 ПГУ-2 Челябинской ТЭЦ-4;

на отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Аэродромная с отпайками.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь осуществляется существующими устройствами АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь, КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь, установленными на Челябинской ТЭЦ-4.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (блока 1 или блока 3);

отключение ГТУ блока 1 (3) при отключенном ПТУ блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (блока 1 или блока 3);

отключение ГТУ блока 1 (3) при отключенном ПТУ блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь.

Ликвидация выхода параметров режима из области допустимых значений по КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220 осуществляется существующим устройством АОПО на КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220, установленным на ПС 220 кВ Новометаллургическая.

Действие АОПО на КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220 направлено на:

при наличии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево отключение с запретом АПВ выключателя 220 кВ АТГ4 с контролем включенного положения АТГ3);

пуск передатчика (на ПС 500 кВ Козырево: Отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево I, II цепь, отключение с запретом АПВ выключателей ВЛ 110 кВ Козырево-т I, II цепь);

пуск передатчика (отключение с запретом АПВ В-110 кВ АТ1, АТ2 на ПС Конверторная);

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220;

при отсутствии ФОЛ ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево:

отключение наиболее загруженной ПТУ (блока 1 или блока 3);

отключение ГТУ блока 1 (3) при отключенном ПТУ блока 1 (3) соответственно;

отключение с запретом АПВ выключателя КВЛ 220 кВ Новометаллургическая – Цинковая-220.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь эффективным мероприятием является снижение генерации Челябинской ТЭЦ-3.

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь

выполняются оперативные мероприятия (снижение генерации блока 1 Челябинской ТЭЦ-3).

Исключение выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – ТЭЦ ЧМК с отпайками (при отключенных ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I, II цепь) рекомендуется осуществлять путем превентивного ограничения генерации ТЭЦ ЧМК в данной схемно-режимной ситуации.

Исключение выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Новометаллургическая – Плавильная с отпайками (при отключенных ВЛ 110 кВ Конверторная – Челябинская ТЭЦ-3 I, II цепь) рекомендуется осуществлять путем превентивного ограничения генерации ТЭЦ ЧМК и блока 1 Челябинской ТЭЦ-3 в данной схемно-режимной ситуации.

Для исключения выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь, ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь эффективным мероприятием является снижение генерации ТЭЦ ЧМК.

Для ликвидации выхода параметров режима из области допустимых значений по ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК I цепь, ВЛ 110 кВ Плавильная – ТЭЦ ЧМК II цепь выполняются оперативные мероприятия (снижение генерации ТЭЦ ЧМК).

58. 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.

С целью выявления требующего замены коммутационного оборудования и разработки мероприятий по ограничению токов короткого замыкания были выполнены расчеты трехфазного и однофазного коротких замыканий в сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области. Оценка токов КЗ выполнялась для базового варианта развития распределительных электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Челябинской области на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу.

Для рассматриваемого расчетного периода расчетная модель энергосистемы учитывает сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых подстанций, а также ввод/демонтаж генерирующих мощностей и рост потребления в энергосистеме Челябинской области.

Расчеты токов короткого замыкания проводились с целью выявления возможного превышения токами короткого замыкания отключающей способности выключателей электростанций и подстанций.

Данные об отключающей способности и типах установленных выключателей на электроэнергетических объектах в энергосистеме Челябинской области представлены в приложении 6 к СиПР Челябинской области.

Результаты расчетов токов короткого замыкания представлены в приложении 12 к СиПР Челябинской области.

По результатам расчетов токов короткого замыкания на этапы 2022-2026 годов установлено следующее.

При замкнутом положении ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2026 года выявлено превышение суммарным током однофазного КЗ (44,8 кА) и суммарным током трехфазного КЗ (45,1 кА) отключающей способности существующих выключателей на шинах 110 кВ ПС 500 кВ Шагол (40, 42 кА). Таким образом, результаты расчетов токов КЗ подтвердили необходимость выполняющейся в рамках комплексной реконструкции ПС 500 кВ Шагол замены 16 выключателей 110 кВ.

Исключение выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 500 кВ Шагол токам КЗ в настоящее время осуществляется путем размыкания ШСВМ 110 кВ или отключения одного из трансформаторов АТ1 (АТ2) (в ремонтных схемах) на ПС 500 кВ Шагол. Значения токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС 500 кВ Шагол после размыкания ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол составят:

на 1 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол: трёхфазный – 28,2 кА (39,4 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме) и однофазный – 27,5 кА (35,8 кА при отключении АТ1 (2) при нефиксированной схеме);

на 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол: трёхфазный – 22,6 кА (39,4 кА при отключении АТ1(2) при нефиксированной схеме) и однофазный – 22,7 кА (35,8 кА при отключении АТ1 (2) при нефиксированной схеме).

Выявлено превышение суммарным током однофазного КЗ (33,5 кА) отключающей способности выключателей на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Магнитогорская (31,5 кА).

Анализ действительных значений токов КЗ по присоединениям 220 кВ РУ 220 кВ ПС 500 кВ Магнитогорская с учётом выполняемых в настоящее время схемно-режимных мероприятий не выявил превышения отключающей способности выключателей 220 кВ ПС 500 кВ Магнитогорская. Для приведения отключающей способности выключателей 220 кВ на ПС 500 кВ Магнитогорская в соответствие с величинами токов КЗ в настоящее время применяются следующие схемно-режимные мероприятия:

на всех ВЛ 220 кВ АПВ выполнено с контролем напряжения для предотвращения подачи напряжения на ВЛ этими выключателями;

запрещено опробование напряжением ВЛ 220 кВ со стороны данной подстанции;

запрещено опробование напряжением систем шин 220 кВ ШСВ 220 кВ;

отключен ВВ2 220 кВ АТГ1;

запрещено включение ВВ2 220 кВ АТГ1 при включенных АТГ2 на ПС 500 кВ Магнитогорская и АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская;

отключен ВВ1 220 кВ АТГ2;

запрещено включение ВВ1 220 кВ АТГ2 при включенных АТГ1 на ПС 500 кВ Магнитогорская и АТГ1 на ПС 500 кВ Смеловская;

опробование ОСШ 220 кВ производится от ОВВ 220 кВ при отключенном ВВ 220 кВ ВЛ ПС 90 или при отключенных ВВ1 220 кВ АТГ1 и ВВ2 220 кВ АТГ1 или при отключенных ВВ1 220 кВ АТГ2 и ВВ2 220 кВ АТГ2.

На шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово токи трёхфазного КЗ (19,3 кА) превышают существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 18,4 кА. Требуется замена 2 (двух) выключателей на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово на новые с отключающей способностью не менее 25 кА.

При замкнутом положении ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2026 года и в ремонтных режимах ПС 500 кВ Шагол на этапе 2021 года (при отключении автотрансформатора АТ1 (АТ2) при совместной работе СШ 110 кВ или при выводе в ремонт 1 (2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол с отключением ВМ 110 кВ АТ1 (ВМ 110 кВ АТ2) и включении ремонтной перемычки на ПС 110 кВ КПД) на шинах 110 кВ ПС 110 кВ КПД токи трёхфазного КЗ (31,1 кА) превышают существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 25 кА.

Для исключения выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ КПД токам короткого замыкания в настоящее время не допускается включение ремонтной перемычки в ремонтной схеме ПС 500 кВ Шагол. Ремонты выключателей необходимо производить с разрывом транзита 110 кВ.

Для исключения выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ КПД токам КЗ на этапе 2026 года рекомендуется работа с разомкнутым ШСВМ 110 кВ на ПС 500 кВ Шагол. При разомкнутом ШСВМ 110 кВ на ПС 500 кВ Шагол на шинах 110 кВ ПС 110 кВ КПД токи трёхфазного КЗ (19,2 кА) не превышают отключающую способность выключателей – 25 кА.

При замкнутом положении ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2026 года на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Чурилово-т выявлено превышение суммарным током трёхфазного КЗ (21,1 кА) отключающей способности выключателей (18,4 кА и 20 кА). Размыкание ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол также не позволяет снизить суммарное значение тока трехфазного КЗ (20,9 кА) ниже отключающей способности выключателей. Анализ токов короткого замыкания для основных ремонтных схем ПС 110 кВ Чурилово-т показал, что наиболее тяжелым по величине токов короткого замыкания является режим с включением ремонтной перемычки 110 кВ на ПС 110 кВ Чурилово-т: при КЗ на 1 С или 2 С 110 кВ максимальный расчетный ток КЗ 20,9 кА может протекать через любой из трех выключателей 110 кВ.

Для исключения выявленного несоответствия отключающей способности выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Чурилово-т запрещается включение РП 110 кВ на ПС 110 кВ Чурилово-т (ремонт выключателей 110 кВ на ПС 110 кВ Чурилово - т производится с разрывом транзита).

При замкнутом положении ШСВМ 110 кВ ПС 500 кВ Шагол на этапе 2026 года на шинах 110 кВ ПС 110 кВ СЗК суммарный ток трехфазного КЗ

(30,3 кА) превышает существующую в настоящее время отключающую способность выключателей – 25 кА.

Проведён дополнительный анализ действительных значений токов КЗ по присоединениям 110 кВ (токов «подпитки») РУ подстанции, выполненной по схеме «мостик с выключателями 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.

По итогам расчетов токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше в нормальной схеме сети энергосистемы Челябинской области целесообразно заменить выключатели на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово (2 штуки) – на выключатели с отключающей способностью не менее 25 кА.

## VI. Развитие электросетевых объектов

59. 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 прогноза «а» – прогноза потребления электроэнергии и мощности, разрабатываемого АО «СО ЕЭС».

В рамках прогноза потребления мощности и электроэнергии энергосистемы Челябинской области на 2022-2026 годы (прогноза «б» в соответствии с техническим заданием к СиПР Челябинской области по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области) расчеты электроэнергетических режимов не требуются.

60. 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.

61. 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 2022-2026 годы не требуется.

Троицкий энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Троицкого энергорайона на период 2022-2026 годы не требуется.

Златоустовско-Миасский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Златоустовско-Миасского энергорайона на период 2022-2026 годы не требуется.

Магнитогорский энергорайон.

Мероприятий по развитию электрической сети Магнитогорского энергорайона на период 2022-2026 годы не требуется.

Северный энергорайон.

ПС 110 кВ Есаулка.

ПС 110 кВ Есаулка построена в 1965 году. На ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Есаулка установлены открытые плавкие вставки со стреляющими пиропатронами (быстродействующие короткозамыкатели БДКЗ 110 кВ), имеющие следующие эксплуатационные недостатки: отказы в срабатывании пиропроводов; создание искусственного короткого замыкания, приводящего к дополнительной нагрузке на смежную сеть.

Мощность трансформаторов 110 кВ на ПС 110 кВ Есаулка составляет 2х10 МВА. На ПС 110 кВ Есаулка установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1965 года выпуска, срок эксплуатации – 55 лет) и Т-2 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1980 года выпуска, срок эксплуатации – 41 год), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Есаулка:

номинальный ток обмотки ВН: 50,2 А;

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности, далее – ДДТН) обмотки ВН при температуре окружающей среды 0°C, ДДТН: 57 А/1,15 о.е. (11,5 МВА) (в соответствии с пунктами 8-9 Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 (далее именуются – Требования));

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 30°C, ДДТН: 45 А/0,91 о.е. (9,1 МВА) (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут<sup>1</sup> при температуре окружающей среды 0°C, АДТН: 65 А/1,3 (о.е.) (в соответствии с таблицей 6 Приложения к Требованиям – коэффициенты

---

<sup>1</sup> При выполнении анализа целесообразности выполнения мероприятий по реконструкции подстанций филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго», в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630. Согласно указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации 30 лет и более);

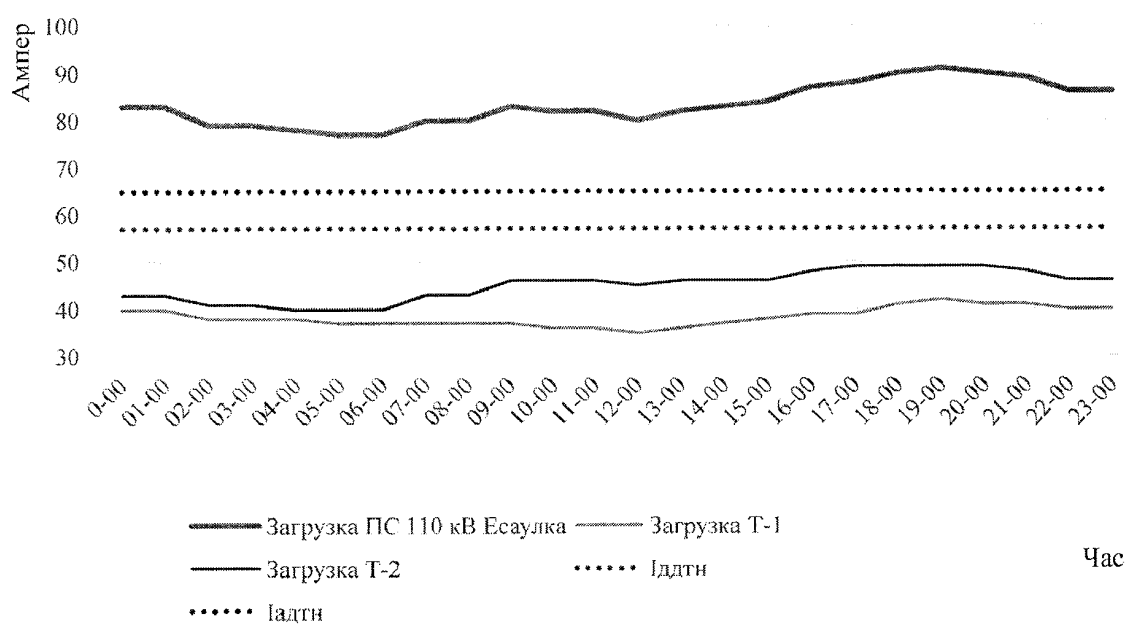
коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 30°C, АДТН: 60 А/1,2 (о.е.) (в соответствии с таблицей 6 приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации 30 лет и более).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Есаулка получены от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2022-2026 годы письмами № ЧЭ/01/21/7443 от 25.12.2020, № ЧЭ/01/21/7587 от 29.12.2020, № ЧЭ/01/21/771 от 05.02.2021, № ЧЭ/01/21/1354 от 25.02.2021 и № ЧЭ/21/131 от 16.03.2021.

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Есаулка в день зимнего контрольного замера 2020 года приведен на рисунке 22.

Рисунок 22

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Есаулка в день зимнего контрольного замера 2020 года



При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Есаулка в день зимнего контрольного замера 2020 года загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 91 А/1,82 о.е. (17,5 МВА), что превышает величину ДДТН в зимний период (0°C), равную 57 А/1,15 о.е. (11,5 МВА). Данная нагрузка не допустима.

Схема оперативного обслуживания на ПС 110 кВ Есаулка – без постоянного оперативного персонала. Время приезда оперативно-выездной бригады (ОВБ) на ПС 110 кВ Есаулка составляет 45 минут. Для ликвидации превышения ДДТН в допустимое время на ПС 110 кВ Есаулка необходимо по факту приезда бригады ОВБ ввести ГВО в объеме 6 МВА (5,4 МВт) (17,5 МВА-11,5 МВА=6 МВА (5,4 МВт)), для предотвращения повреждения

трансформатора и снижения его загрузки до 115 процентов. После этого будут выполняться мероприятия по переводу части нагрузки на другие центры питания, в объеме 1,5 МВт по электрической сети 10 кВ, в объеме 3 МВт по электрической сети 35 кВ. Время перевода нагрузки по электрической сети 10-35 кВ составит более четырех часов, что в результате позволит снизить объем отключенной нагрузки до 0,9 МВт (5,4 МВт-1,5 МВт-3,0 МВт=0,9 МВт).

Для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов, а также с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Есаулка необходима замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2х10 МВА на трансформаторы большей мощности (2х16 МВА). Обоснование выбора мощности трансформаторов представлено ниже.

Информация о возможном переводе нагрузки получена от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2022-2026 годы письмами № ЧЭ/01/21/7443 от 25.12.2020, № ЧЭ/01/21/7587 от 29.12.2020, № ЧЭ/01/21/771 от 05.02.2021, № ЧЭ/01/21/1354 от 25.02.2021 и № ЧЭ/21/131 от 16.03.2021.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Есаулка по заключенным договорам на технологическое присоединение, находящимся на исполнении, на сегодняшний день составляет 9,566 МВт (10,62 МВА). Здесь и далее при пересчете мощности из МВт в МВА использовался коэффициент мощности, равный 0,9.

В перечне ТУ на ТП также учтены планируемые технологические присоединения к ПС 35 кВ Долгая и ПС 35 кВ Муслимово, получающим питание от ПС 110 кВ Есаулка по сети 35 кВ. ТУ на ТП максимальной мощностью 670 кВт и выше отсутствуют. С учетом принятых коэффициентов реализации (для энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт коэффициент реализации принят 0,2) расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 1,91 МВт (2,13 МВА).

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам, а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Есаулка представлена в таблице 68.

Таблица 68

## Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка

| Параметр  | 2021<br>год | 2022<br>год | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Максимальная нагрузка, МВА  | 17,50       | 17,50       | 17,50       | 17,50       | 17,50       | 17,50       |
| Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА   | 5,31        | 4,25        | 0,74        | 0,32        | 0           | 0           |
| Прирост нагрузки по ТУ на ТП, с учетом коэффициента реализации (принят равным 0,2), МВА | 1,06        | 0,85        | 0,15        | 0,06        | 0,00        | 0,00        |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА                  | 18,56       | 19,41       | 19,56       | 19,63       | 19,63       | 19,63       |

|  |       |       |       |       |       |       |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о.е.                              | 1,86  | 1,94  | 1,96  | 1,96  | 1,96  | 1,96  |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА  | 14,76 | 15,61 | 15,76 | 15,83 | 15,83 | 15,83 |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о.е. | 1,48  | 1,56  | 1,58  | 1,58  | 1,58  | 1,58  |

Максимальная нагрузка на 2024 год с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 19,63 МВА. При аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Есаулка, с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 19,63 МВА /1,96 о.е., что превышает величину длительно допустимой перегрузки в зимний период (0°C), равную 11,5 МВА/1,15 о.е. С учетом данных о возможном переводе нагрузки в объеме 3,8 МВА, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 15,83 МВА/1,58 о.е., что превышает величину длительно допустимой перегрузки в зимний период (0°C), равную 11,5 МВА/1,15 о.е. Данная нагрузка недопустима.

С учетом ожидаемой максимальной нагрузки в зимний период (0°C) величиной 15,83 МВА (с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение и данных о возможном переводе нагрузки), установки трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый достаточно.

Учитывая вышеизложенное, для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов, а также с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Есаулка необходима замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2x10 МВА на трансформаторы мощностью 2x16 МВА.

С учетом распределения прироста нагрузки по годам, а также с учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ПС 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» (далее именуется – СТО 56947007-29.240.121-2012)), рекомендуемый срок выполнения мероприятия – 2023 год.

Челябинский энергорайон.

ПС 35 кВ Центральная.

Мощность трансформаторов 35 кВ на ПС 35 кВ Центральная составляет 2x10 МВА. На ПС 35 кВ Центральная установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТД-10000/35/6 (1976 года выпуска, срок эксплуатации – 45 лет) и Т-2 типа ТДНС-10000/35/6 (1991 года выпуска, срок эксплуатации – 30 лет).

Параметры допустимой загрузки Т-1,2, ПС 35 кВ Центральная:

номинальный ток обмотки ВН: 150 А;

величина длительно допустимой токовой нагрузки без ограничения длительности обмотки ВН, ДДТН: 158 А/1,05 о.е. (10,5 МВА) (соответствует данным пункта 5.3.14 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ с учетом изменений, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81);

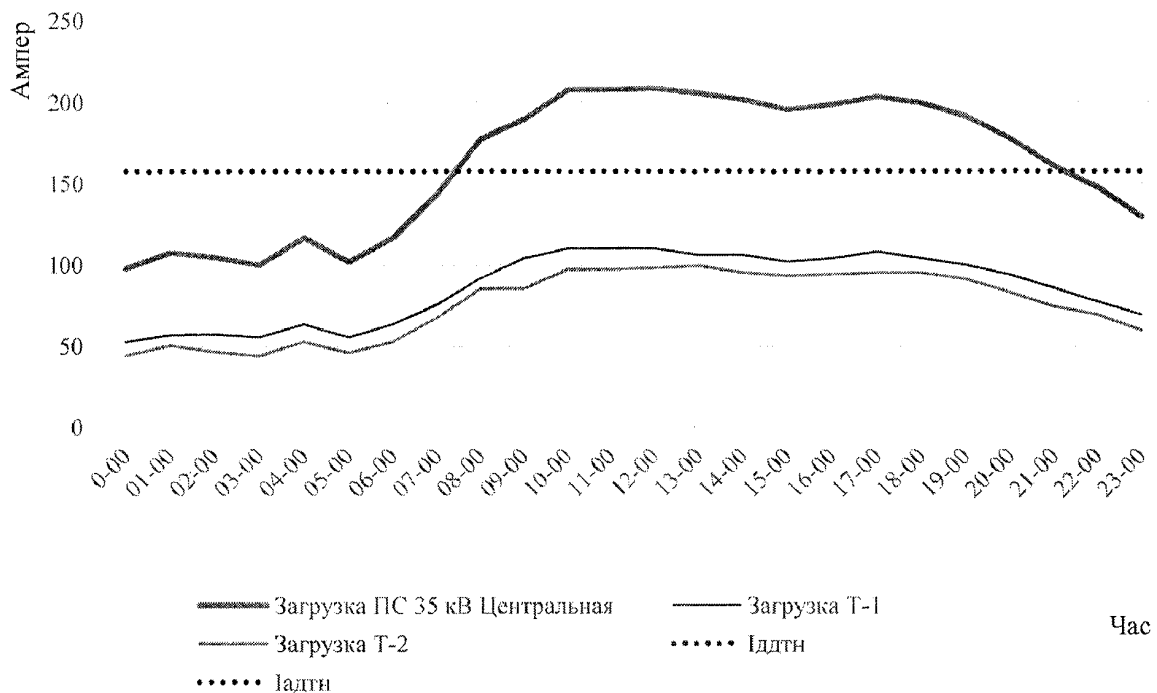
величина аварийной перегрузки обмотки ВН вне зависимости от температуры окружающей среды, АДТН: 158 А/105 процентов от номинальной/1,05 о.е.

Параметры допустимой загрузки Т-1,2, ПС 35 кВ Центральная получены от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2022-2026 годы письмами № ЧЭ/01/21/7443 от 25.12.2020, № ЧЭ/01/21/7587 от 29.12.2020, № ЧЭ/01/21/771 от 05.02.2021, № ЧЭ/01/21/1354 от 25.02.2021 и № ЧЭ/21/131 от 16.03.2021.

Суточный график загрузки ПС 35 кВ Центральная в день зимнего контрольного замера 2020 года приведен на рисунке 23.

Рисунок 23

Суточный график загрузки ПС 35 кВ Центральная в день зимнего контрольного замера 2020 года



Максимальная нагрузка ПС 35 кВ Центральная по результатам зимних контрольных замеров прошлых лет составила:

2020 год: 12,6 МВА (209 А);

2019 год: 12,75 МВА (210 А);

2018 год: 11,22 МВА (185 А);

2017 год: 13,2 МВА (218 А);

2016 год: 11,39 МВА (188 А);



С учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение), нагрузка ПС 35 кВ Центральная к 2023 году может составить до 13,22 МВА. При отключении трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Центральная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 35 кВ Центральная в период с 2023 года может составить до 13,22 МВА/1,32 о.е., что превышает величину длительно допустимой перегрузки, равную 10,5 МВА /1,05 о.е. Данная нагрузка недопустима.

Для исключения риска ввода ГВО при единичном отключении в нормальной схеме и риска повреждения трансформаторов, а также с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 35 кВ Центральная необходима замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2x10 МВА на трансформаторы большей мощности.

С учетом ожидаемой максимальной нагрузки ПС 35 кВ Центральная в объеме 13,22 МВА (с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение и данных о невозможности перевода нагрузки на смежные центры питания), установки трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый достаточно.

Питание ПС 35 кВ Центральная осуществляется от силовых трансформаторов ПС 110/35/6 кВ Восточная. Мощность трансформаторов 110 кВ на ПС 110/35/6 кВ Восточная составляет 2x40 МВА.

На ПС 110 кВ Восточная установлено два силовых трансформатора: Т-1 типа ТДТН-40000/110/35/6 (2008 года выпуска, срок эксплуатации – 13 лет) и Т-2 типа ТДТН-40000/110/35/6 (1971 года выпуска/1998 год - ввод в эксплуатацию, срок эксплуатации – 23 года), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Параметры допустимой загрузки Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Восточная:

номинальный ток обмотки ВН: 200,8 А;

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 0°С, ДДТН: 251 А/1,25 о.е. (50 МВА) (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 30°С, ДДТН: 231 А/1,15 о.е. (46 МВА) (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 0°С, АДТН: 301 А/1,5 (о.е.) (в соответствии с таблицей 3 приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации до 30 лет);

коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 30°С, АДТН: 271 А/1,35 (о.е.) (в соответствии с таблицей 3 приложения к Требованиям – коэффициенты

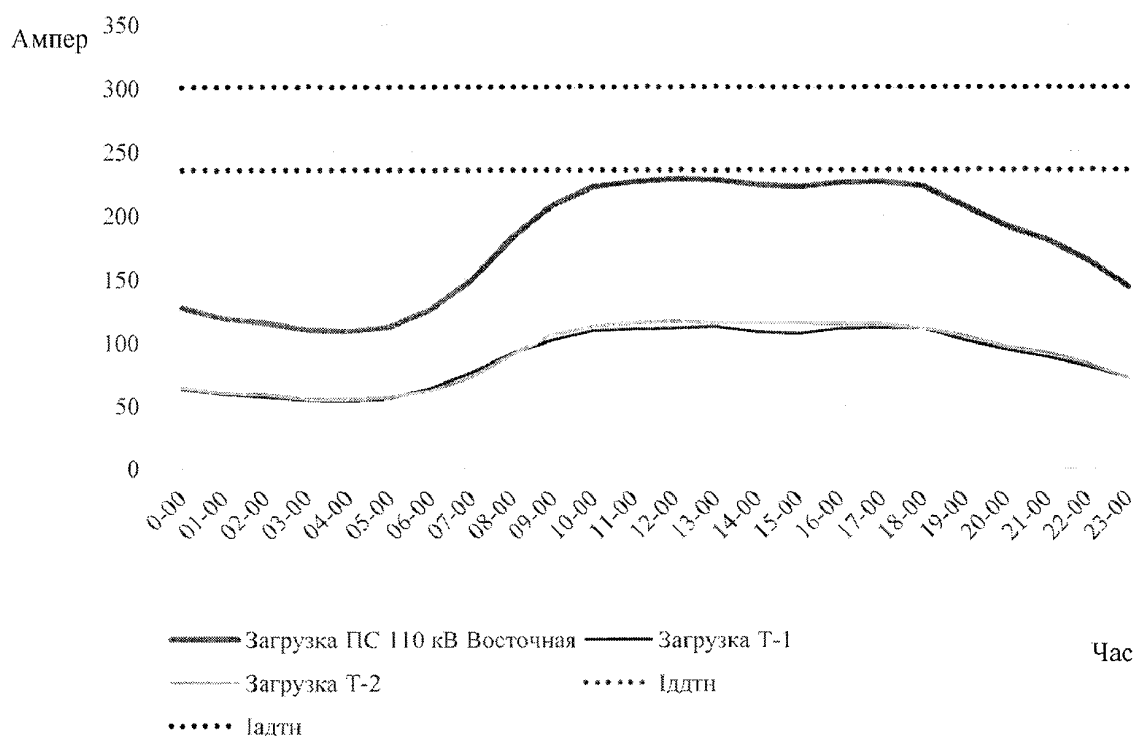
допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации до 30 лет).

Параметры допустимой загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Восточная, а также годы выпуска получены от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2022-2026 годы письмами № ЧЭ/01/21/7443 от 25.12.2020, № ЧЭ/01/21/7587 от 29.12.2020, № ЧЭ/01/21/771 от 05.02.2021, № ЧЭ/01/21/1354 от 25.02.2021 и № ЧЭ/21/131 от 16.03.2021.

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Восточная в день зимнего контрольного замера 2020 года приведен на рисунке 24.

Рисунок 24

Суточный график загрузки ПС 110 кВ Восточная в день зимнего контрольного замера 2020 года



Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Восточная по результатам зимних контрольных замеров прошлых лет составила:

2020 год: 43,65 МВА (219 А);

2019 год: 43,66 МВА (219 А);

2018 год: 41,64 МВА (209 А);

2017 год: 45,73 МВА (230 А);

2016 год: 47,51 МВА (239 А).

При аварийном отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Восточная в отчетном 2020 году (с учетом максимальной нагрузки за последние 5 (пять) лет) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Восточная может составить до 239 А/1,19 о.е. (47,51 МВА), что не превышает величину

ДДТН (251 А/1,25 о.е. (50 МВА)), допустимую без ограничения по длительности.

Объем перевода нагрузки ПС 110 кВ Восточная на другие центры питания составляет 2,0 МВт (2,22 МВА). Информация о возможном переводе нагрузки получена от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2022-2026 годы письмом № ЧЭ/01/21/2225 от 31.03.2021.

С учетом перевода нагрузки, при аварийном отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Восточная в отчетном 2020 году (с учетом максимальной нагрузки за последние 5 (пять) лет) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Восточная может составить до 45,29 МВА/1,13 о.е., что не превышает величину ДДТН (251 А/1,25 о.е. (50 МВА)), допустимую без ограничения по длительности. Выполнение мероприятий на ПС 110 кВ Восточная по итогам в 2020 года не требуется.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Восточная по заключенным договорам на технологическое присоединение, находящимся на исполнении, на сегодняшний день составляет 2,663 МВт (2,959 МВА). ТУ на ТП максимальной мощностью 670 кВт и выше отсутствуют. С учетом принятого коэффициента реализации (для энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт коэффициент реализации принят 0,2) расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 0,53 МВт (0,6 МВА).

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Восточная представлена в таблице 70.

Таблица 70

## Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Восточная

| Параметр  | 2021<br>год | 2022<br>год | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Максимальная нагрузка, МВА  | 47,51       | 47,51       | 47,51       | 47,51       | 47,51       | 47,51       |
| Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА   | 0,379       | 2,580       | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        |
| Прирост нагрузки по ТУ на ТП, с учетом коэффициента реализации (принят равным 0,2), МВА   | 0,076       | 0,516       | 0,00        | 0,00        | 0,00        | 0,00        |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка подстанции с учетом реализации ТУ на ТП, МВА   | 47,59       | 48,10       | 48,10       | 48,10       | 48,10       | 48,10       |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА                                 | 45,36       | 45,88       | 45,88       | 45,88       | 45,88       | 45,88       |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка Т1 (Т2) при отключении Т2 (Т1) с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о.е. | 1,13        | 1,15        | 1,15        | 1,15        | 1,15        | 1,15        |

Максимальная нагрузка на 2022 год с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 48,1 МВА

При аварийном отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Восточная с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение и переводом нагрузки на смежные центры питания в объеме 2,22 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Восточная может составить до 45,88 МВА/1,15 о.е., что не превышает величину длительно допустимой перегрузки в зимний период (0°С), равную 50 МВА/1,25 о.е.

Выполнение мероприятий на ПС 110 кВ Восточная в период до 2026 года не требуется.

ПС 110 кВ Кременкуль.

ПС 110 кВ Кременкуль построена в 1956 году. На ОРУ 110 кВ установлены открытые плавкие вставки со стреляющими пиропатронами (быстродействующие короткозамыкатели (БДКЗ) 110 кВ), имеющие следующие эксплуатационные недостатки: отказы в срабатывании пиропроводов, создание искусственного короткого замыкания, приводящего к дополнительной нагрузке на смежную сеть.

В настоящее время на ПС 110 кВ Кременкуль установлен один трансформатор типа ТДНГ-10000/110/10 мощностью 10 МВА, год изготовления трансформатора – 1956, срок эксплуатации – 65 лет, тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла), с предохранителем 110 кВ. ПС 110 кВ Кременкуль подключена одноцепным ответвлением (АС-95, 3,8 километра) к транзитной одноцепной ВЛ 110 кВ Шагол – Чебаркуль (протяженность 107,6 километра).

Параметры допустимой загрузки Т-1 ПС 110 кВ Кременкуль:

номинальный ток обмотки ВН: 58,4 А;

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 0°С, ДДТН: 67 А/1,15 о.е. (11,5 МВА) (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

величина длительно допустимой токовой нагрузки (без ограничения длительности) обмотки ВН при температуре окружающей среды 30°С, ДДТН: 53 А/0,91 о.е. (9,1 МВА) (в соответствии с пунктами 8-9 Требований);

коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 0°С, АДТН: 76 А/1,3 (о.е.) (в соответствии с таблицей 6 приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации 30 лет и более);

коэффициент и величина аварийной перегрузки обмотки ВН в течение 20 минут при температуре окружающей среды 30°С, АДТН: 70 А/1,2 (о.е.) (в соответствии с таблицей 6 приложения к Требованиям – коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации 30 лет и более).

Параметры допустимой загрузки Т-1 ПС 110 кВ Кременкуль получены от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской

области на 2022-2026 годы письмами № ЧЭ/01/21/7443 от 25.12.2020, № ЧЭ/01/21/7587 от 29.12.2020, № ЧЭ/01/21/771 от 05.02.2021, № ЧЭ/01/21/1354 от 25.02.2021 и № ЧЭ/21/131 от 16.03.2021.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль по результатам зимних контрольных замеров составила:

2020 год: 10,0 МВА (52 А);  
2019 год: 10,1 МВА (53 А);  
2018 год: 10,79 МВА (57 А);  
2017 год: 9,39 МВА (49 А);  
2016 год: 5,63 МВА (30 А).

При аварийном отключении Т-1 на ПС 110 кВ Кременкуль (с учетом нагрузки за день зимнего контрольного замера 2020 года) будут отключены потребители мощностью в объеме 9,7 МВт ( $10,79 \text{ МВА} \times \text{коэффициент мощности } (0,9) = 9,7 \text{ МВт}$ ). Перевод в полном объеме нагрузки ПС 110 кВ Кременкуль в зимнее время на другие центры питания, а именно: ПС 110 кВ Харлуши, ПС 110 кВ Алишево, ПС 110 кВ Шершневецкая невозможен. Время на перевод нагрузки в объеме 7 МВА по сети 10 кВ составляет более трех часов. Объем отключенной нагрузки составляет 3 МВт. С учетом категории надежности электроснабжения потребителей (III категория, возможен перерыв электроснабжения на 72 часа в течение года (в соответствии с ПУЭ)), а также времени восстановления оборудования после аварийного отключения (среднее время восстановления для трансформатора 110 кВ составляет 95 часов, для ВЛ 110 кВ – 9,4 часа) данное отключение нагрузки влечет за собой необходимость компенсации ущербов от недоотпуска электрической энергии.

В настоящее время плановое отключение трансформатора на ПС 110 кВ Кременкуль (равно как и вывод в плановый ремонт питающей ВЛ 110 кВ) осуществляется в летний период. Максимальная нагрузка в летний период отчетного 2020 года составляет 4 МВА, что с учетом возможного перевода нагрузки в объеме 7 МВА (6,3 МВт, с учетом коэффициента мощности равного 0,9) в летний период не возникает необходимости ввода ГВО. Таким образом, в существующей схеме недоотпуск электрической энергии может возникнуть только в случае аварийного отключения трансформатора на ПС 110 кВ Кременкуль (равно как и аварийного отключения питающей ВЛ 110 кВ).

Информация о возможном переводе нагрузки получена от собственника оборудования (филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго») в рамках процедуры сбора исходных данных для выполнения СиПР Челябинской области на 2022-2026 годы письмами № ЧЭ/01/21/7443 от 25.12.2020, № ЧЭ/01/21/7587 от 29.12.2020, № ЧЭ/01/21/771 от 05.02.2021, № ЧЭ/01/21/1354 от 25.02.2021 и № ЧЭ/21/131 от 16.03.2021 (Приложение 18).

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Кременкуль по заключенным договорам на технологическое присоединение, находящимся на исполнении, на сегодняшний день составляет 9,339 МВт (10,377 МВА). ТУ на ТП максимальной мощностью 670 кВт и выше отсутствуют. С учетом принятого коэффициента реализации (для энергопринимающих устройств

максимальной мощностью менее 670 кВт коэффициент реализации принят 0,2) расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 1,86 МВт (2,08 МВА).

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль представлена в таблице 71.

Таблица 71

## Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Кременкуль

| Параметр   | 2021<br>год | 2022<br>год | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Максимальная нагрузка, МВА   | 10,79       | 10,79       | 10,79       | 10,79       | 10,79       | 10,79       |
| Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА  | 2,442       | 7,841       | 0,093       | 0,00        | 0,00        | 0,00        |
| Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации (принят равным 0,2), МВА               | 0,488       | 1,568       | 0,019       | 0,00        | 0,00        | 0,00        |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА                               | 11,28       | 12,85       | 12,87       | 12,87       | 12,87       | 12,87       |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о.е.                              | 1,13        | 1,28        | 1,29        | 1,29        | 1,29        | 1,29        |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА  | 4,28        | 5,85        | 5,87        | 5,87        | 5,87        | 5,87        |
| Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о.е. | 0,43        | 0,58        | 0,59        | 0,59        | 0,59        | 0,59        |

С учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение), расчетная перспективная нагрузка с 2023 года на ПС 110 кВ Кременкуль составит 12,87 МВА/1,29 о.е., что превышает величину длительно допустимой перегрузки в зимний период (0°С), равную 11,5 МВА/1,15 о.е.

Для обеспечения возможности присоединения нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) сетевой компании рекомендуется в рамках процедуры технологического присоединения рассмотреть возможность реконструкции ПС 110 кВ Кременкуль с увеличением трансформаторной мощности.

С учетом ожидаемой максимальной нагрузки в зимний период (0°С) величиной 12,87 МВА (с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение) установки трансформатора мощностью 16 МВА достаточно.

ПС 110 кВ Кременкуль подключена отпайкой к ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши, при аварийном отключении трансформатора или питающей ВЛ 110 кВ необходим перевод потребителей на другие ПС с отключением части потребителей в объеме 5,87 МВА/5 МВт (12,87 МВА-7 МВА=5,87 МВА).

Для исключения отключения потребителей ПС 110 кВ Кременкуль при аварийном отключении трансформатора или питающей ВЛ 110 кВ, в том числе с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение), рассмотрена возможность установки второго трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА с сооружением захода ВЛ 110 кВ и изменением схемы ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме № 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (установка 3 выключателей).

Строительство новых распределительных сетей 10 кВ для перевода оставшейся нагрузки на указанные центры питания (ПС 110 кВ Харлуши, ПС 110 кВ Алишево, ПС 110 кВ Шершневская) является крайне затратным ввиду большой удалённости ПС друг от друга: от ПС 110 кВ Кременкуль до ПС 110 кВ Харлуши – 10,8 километра, от ПС 110 кВ Кременкуль до ПС 110 кВ Алишево – 16,1 километра, от ПС 110 кВ Кременкуль до ПС 110 кВ Шершнёвская – 10,8 километра). Кроме того, сооружение в воздушном исполнении затруднено обширной жилой застройкой вблизи самой ПС 110 кВ Кременкуль, а также в направлении ближайших питающих центров. Для перевода нагрузки ПС 110 кВ Кременкуль в объеме необходимого ГВО (5,87 МВА/5 МВт) при отключении силового трансформатора или ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками необходимо строительство 4 КЛ 10 кВ ориентировочной протяжённостью по 12 км, реконструкция ЗРУ 10 кВ на ПС 110 кВ Кременкуль с сооружением четырех дополнительных ячеек 10 кВ.

В целях определения целесообразности реализации мероприятий по реконструкции сети в районе ПС 110 кВ Кременкуль было проведено технико-экономическое сравнение варианта с сохранением существующей схемы внешнего электроснабжения и с компенсацией ущербов от недоотпуска электрической энергии и альтернативных вариантов.

В таблице 72 приведены результаты технико-экономического сравнения альтернативных вариантов, подразумевающих реконструкцию сети в районе ПС 110 кВ Кременкуль :

вариант 1: установка второго трансформатора 110 кВ, сооружение захода ВЛ 110 кВ и реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль;

вариант 2: строительство новых распределительных сетей 10 кВ.

В результате проведенного технико-экономического сравнения вариантов реконструкции сети установлено, что вариант 1 с установкой второго трансформатора 110 кВ, сооружением захода ВЛ 110 кВ и реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль является наиболее экономичным, чем вариант со строительством сети 10 кВ.

Оценка показателей надежности и потенциальных экономических ущербов проведена на основании СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснования» (далее именуется – СТО 56947007-29.240.01.271-2019). Результаты расчета потенциальных экономических ущербов представлены в таблице 73.

В таблице 73 приняты следующие обозначения:

$\omega_1$ , 1/год – параметр потока отказов (аварийных отключений) 1-го отключенного элемента;

$\omega_2$ , 1/год – параметр потока аварийных отказов (аварийных отключений) 2-го отключенного элемента;

$\mu_1$ , 1/год – частота плановых выводов в ремонт 1-го элемента;

$\mu_2$ , 1/год – частота плановых выводов в ремонт 2-го элемента;

$T_{в1}$ , ч – время восстановления 1-го отключенного элемента после аварийного отключения;

$T_{в2}$ , 1/год – время восстановления 2-го отключенного элемента после аварийного отключения;

$T_{пл1}$ , 1/год – время планового ремонта 1-го отключенного элемента;

$T_{пл2}$ , 1/год – время планового ремонта 2-го отключенного элемента.

При расчете потенциальных экономических рисков за величину удельного ущерба принято – 99 рублей за кВт·ч недоотпущенной электрической энергии в ценах 2018 года согласно данным таблицы 3 СТО 56947007-29.240.01.271-2019 (или 110,61 руб/ кВт·ч в ценах 1 квартала 2021 года).

До реализации мероприятий недоотпуск потенциально возникает в ситуациях, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками и/или при отключении единственного трансформатора на ПС 110 кВ Кременкуль, поэтому рассмотрен наиболее «тяжелый» вариант – аварийное отключение в зимний период с максимальной требуемой величиной ГВО в объеме 5 МВт. В летний период при проведении планового ремонта необходимость ввода ГВО с учетом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение), отсутствует.

После реализации мероприятий по установке второго трансформатора 110 кВ, сооружению захода ВЛ 110 кВ и реконструкции ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль недоотпуск потенциально будет возникать в ситуациях, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Шагол – Кременкуль с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Харлуши - Кременкуль (или наоборот) и/или при отключении одного трансформатора на ПС 110 кВ Кременкуль в схеме ремонта второго трансформатора. Учитывая, что плановый ремонт в данном случае будет реализован в максимально благоприятный летний период, а также тот факт, что существует возможность перевода нагрузки в объеме до 5,87 МВА/5 МВт, требуемый объем ГВО после реализации мероприятий будет равен нулю.

## Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети в районе ПС 110 кВ Кременкуль

| № п/п  | Мероприятие  | Линии электропередачи |   |                         | Подстанции           |   |                          |                 |       |       | Стоимость в ценах на 01.01.2018, млн. рублей (без НДС) | Стоимость в ценах 1 квартала 2021 года, млн. рублей (с НДС) |
|--|--|-----------------------|---|-------------------------|----------------------|---|--------------------------|-----------------|-------|-------|--|---|
|  |  | Напряжение, кВ        | Количество х цепность х протяженность, километров | Марка и сечение провода | Набор напряжений, кВ | Мощность трансформаторов, реакторов, штук х МВА | Схема РУ                 |                 |       |       |  |   |
|  |  |                       |   |                         |                      |   | ячейка выключателя, штук |                 |       |       |  |   |
|  |  |                       |   |                         |                      | 220 кВ  | 110 кВ                   | 35 кВ           | 10 кВ |       |  |   |
| Вариант 1 (установка второго трансформатора 110 кВ, сооружение захода ВЛ 110 кВ и реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль) |  |                       |   |                         |                      |   |                          |                 |       |       |  |   |
| 1.   | Увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Кременкуль с 1х10 МВА на 2х10 МВА   | -                     | -   | -                       | 110/10               | 1х10  | -                        | -               | -     | -     | 32,40  | 47,00   |
| 2.   | Сооружение двух заходов ВЛ 110 кВ длиной 3,8 километра каждый, выполненных проводом АС-185 (двух-цепного захода ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши)   | 110                   | 1х2х3,8   | АС-185                  | -                    | -   | -                        | -               | -     | -     | 45,06  | 65,38   |
| 3.   | Изменение схемы ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме №5АН- Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (установка 3 выключателей) | -                     | -   | -                       | -                    | -   | -                        | 110-5АН / 3 шт. | -     | -     | 89,06  | 129,20  |
| Итого  |  |                       |   |                         |                      |   |                          |                 |       |       | 166,52   | 241,59  |
| Вариант 2 (развитие сети 10 кВ)  |  |                       |   |                         |                      |   |                          |                 |       |       |  |   |
| 1.   | Сооружение КЛ 10 кВ  | 10                    | 4х1х12  | 240 мм2                 | -                    | -   | -                        | -               | -     | -     | 250,38   | 363,30  |
| 2.   | Реконструкция ЗРУ 10 кВ  | -                     | -   | -                       | 10                   | -   | -                        | -               | -     | 4 шт. | 5,39   | 7,83  |
| Итого  |  |                       |   |                         |                      |   |                          |                 |       |       | 255,77   | 371,13  |

Таблица 73

Результаты расчета потенциальных экономических ущербов варианта реконструкции сети с установкой второго трансформатора 110 кВ, сооружением захода ВЛ 110 кВ и реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль и существующей схемы сети в районе ПС 110 кВ Кременкуль

| Схема сети                | Отключаемый элемент 1                 | Отключаемый элемент 2 | Обоснование ввода ГВО  | Объем ГВО, кВт | $\omega_1$ , 1/год | $\omega_2$ , 1/год | $\mu_1$ , 1/год | $\mu_2$ , 1/год | $T_{в1}$ , часов | $T_{в2}$ , часов | $T_{пл1}$ , часов | $T_{пл2}$ , часов | $\Delta W$ , кВт·ч | Ущерб, млн. рублей | Мероприятие по вводу режима в допустимую область, альтернативное компенсации за недоотпуск электрической энергии                 |
|---------------------------|---------------------------------------|-----------------------|--|----------------|--------------------|--------------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--|
| До реализации мероприятий |                                       |                       |  |                |                    |                    |                 |                 |                  |                  |                   |                   |                    |                    |  |
| АО в зимний период        | Т1 ПС 110 кВ Кременкуль               | -                     | невозможность перевода питания нагрузки ПС 110 кВ Кременкуль в полном объеме на смежные центры питания | 5000           | 0,015              | -                  | -               | -               | 95               | -                | -                 | -                 | 7 125,0            | 0,79               | установка второго трансформатора мощностью 10 МВА на ПС 110 кВ Кременкуль  |
| АО в зимний период        | ВЛ 110 кВ Шагол - Харлуши с отпайками | -                     | невозможность перевода питания нагрузки ПС 110 кВ Кременкуль в полном объеме на смежные центры питания | 5 000          | 0,180              | -                  | -               | -               | 9,4              | -                | -                 | -                 | 8 451,5            | 0,93               | сооружение двух заходов ВЛ 110 кВ длиной 3,8 километра каждый, выполненных проводом АС-185 (двухцепного захода ВЛ 110 кВ Шагол – |

|  |  |   |   |   |   |   |     |   |   |   |     |   |   |   |  |
|--|--|---|---|---|---|---|-----|---|---|---|-----|---|---|---|--|
|  |  |   |   |   |   |   |     |   |   |   |     |   |   |   | Харлуши).<br>Изменение схемы<br>ПС 110 кВ<br>Кременкуль с при-<br>ведением к схеме<br>№5АН- Мостик с<br>выключателями в<br>цепях трансформа-<br>торов и ремонтной<br>перемычкой со<br>стороны трансфор-<br>маторов (установка<br>3 выключателей) |
| Вывод в<br>ремонт<br>в<br>летний<br>период | Т1 ПС 110 кВ<br>Кременкуль                     | - | невозможность<br>перевода питания<br>нагрузки ПС<br>110 кВ<br>Кременкуль в<br>полном объеме на<br>смежные центры<br>питания | 0 | - | - | 2,1 | - | - | - | 134 | - | 0 | 0 | установка второго<br>трансформатора<br>мощностью<br>10 МВА на ПС<br>110 кВ Кременкуль  |
| Вывод в<br>ремонт<br>в<br>летний<br>период | ВЛ 110 кВ<br>Шагол -<br>Харлуши с<br>отпайками | - | невозможность<br>перевода питания<br>нагрузки ПС<br>110 кВ<br>Кременкуль в<br>полном объеме на<br>смежные центры<br>питания | 0 | - | - | 2,3 | - | - | - | 85  | - | 0 | 0 | сооружение двух<br>заходов ВЛ 110 кВ<br>длиной 3,8 км<br>каждый,<br>выполненных<br>проводом АС-185<br>(двухцепного<br>захода ВЛ 110 кВ<br>Шагол – Харлуши).<br>Изменение схемы<br>ПС 110 кВ<br>Кременкуль с                                      |

|  |                                      |   |   |   |       |       |     |     |     |     |     |     |       |      |  |
|--|--------------------------------------|---|---|---|-------|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|------|--|
|  |                                      |   |   |   |       |       |     |     |     |     |     |     |       |      | приведением к<br>схеме №5АН-<br>Мостик с<br>выключателями в<br>цепях<br>трансформаторов и<br>ремонтной<br>перемычкой со<br>стороны<br>трансформаторов<br>(установка 3-х<br>выключателей) |
| Итого ущерб от недоотпуска электрической энергии |                                      |   |   |   |       |       |     |     |     |     |     |     |       | 1,72 |  |
| После реализации мероприятий                     |                                      |   |   |   |       |       |     |     |     |     |     |     |       |      |  |
| АО   | ВЛ 110 кВ<br>Кременкуль -<br>Харлуши | ВЛ 110 кВ<br>Шагол -<br>Кременкуль<br>с отпайками | невозможность<br>перевода питания<br>нагрузки<br>ПС 110 кВ<br>Кременкуль в<br>полном объеме на<br>смежные центры<br>питания | 0 | 0,089 | 0,089 | 2,3 | 2,3 | 9,4 | 9,4 | 85  | 85  | 134,8 | 0    | -  |
| АО   | Т1 ПС 110 кВ<br>Кременкуль           | Т2 ПС<br>110 кВ<br>Кременкуль                     | невозможность<br>перевода питания<br>нагрузки<br>ПС 110 кВ<br>Кременкуль в<br>полном объеме на<br>смежные центры<br>питания | 0 | 0,015 | 0,015 | 2,1 | 2,1 | 95  | 95  | 134 | 134 | 215,0 | 0    | -  |
| Итого ущерб от недоотпуска электрической энергии |                                      |   |   |   |       |       |     |     |     |     |     |     |       | 0    |  |

По результатам расчета потенциальных экономических ущербов варианта существующей схемы сети в районе ПС 110 кВ Кременкуль и варианта реконструкции сети с установкой второго трансформатора 110 кВ, сооружением захода ВЛ 110 кВ и реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль установлено следующее:

величина потенциального ущерба от недоотпуска электрической энергии в существующей схеме составляет 1,72 млн. рублей в год;

величина потенциального ущерба от недоотпуска электрической энергии после реализации рекомендуемых мероприятий (установка второго трансформатора 110 кВ, сооружение захода ВЛ 110 кВ и реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль) составляет 0 млн. рублей в год.

Результаты технико-экономического обоснования варианта реконструкции сети с установкой второго трансформатора 110 кВ, сооружением захода ВЛ 110 кВ и реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль представлены в таблице 74.

Как видно из таблицы 74, наиболее эффективным является вариант с сохранением существующей схемы сети в районе ПС 110 кВ Кременкуль. Суммарные затраты по варианту реконструкции сети с установкой второго трансформатора 110 кВ, сооружением захода ВЛ 110 кВ и реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль на прогнозируемом горизонте до 2039 года составляют 338,40 млн. рублей, а затраты на возмещение ущерба от недоотпуска электрической энергии для существующей схемы – всего 25,84 млн. рублей. Чистый дисконтированный доход по обосновываемому проекту – реконструкция сети 110 кВ, за период с 2021 года по 2039 год составляет минус 233,20 млн. рублей.

Таким образом, выполнение мероприятий по ПС 110 кВ Кременкуль (реконструкция с установкой второго трансформатора 110 кВ, сооружением захода ВЛ 110 кВ и реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль) в настоящее время (на 2021 год), а также на перспективу до 2026 года не требуется.

Учитывая вышеизложенное, для исключения риска ввода ГВО с учетом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключенными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Кременкуль необходима замена трансформатора Т-1 мощностью 10 МВа на трансформатор мощностью 16 МВа.

С учетом распределения прироста нагрузки по годам, а также с учетом нормативного срока на проектирование и реконструкцию ПС 110 кВ (в соответствии со СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35 – 1150 кВ» (далее именуется – СТО 56947007-29.240.121-2012)) рекомендуемый срок выполнения мероприятия – 2023 год.



|  |            |        |        |        |        |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|--|------------|--------|--------|--------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| удельный ущерб от недоотпуска, рублей/кВт·ч  |            | 110,61 | 110,61 | 110,61 | 110,61 | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    | 110,61    |
| годовые затраты на возмещение ущерба от недоотпуска, млн. рублей                       | 0,58       | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      | 0,04      |
| годовой объем недоотпуска электрической энергии по существующей схеме, кВт·ч           | 233 647,50 | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 | 15 576,50 |
| годовые затраты на возмещение ущерба от недоотпуска по существующей схеме, млн. рублей | 25,84      | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      |
| затраты по варианту 1, млн. рублей   | 338,40     | 0,00   | 40,27  | 80,53  | 80,53  | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      | 9,14      |
| суммарный эффект, млн. рублей  | 25,84      | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      | 1,72      |
| результатирующий эффект, млн. рублей   | -312,56    | 0,00   | -40,27 | -80,53 | -80,53 | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     | -7,42     |
| ставка дисконтирования, процентов  | 6,50       |        |        |        |        |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| коэффициент дисконтирования  |            | 1      | 0,94   | 0,88   | 0,83   | 0,78      | 0,73      | 0,69      | 0,64      | 0,60      | 0,57      | 0,53      | 0,50      | 0,47      | 0,44      | 0,41      | 0,39      | 0,37      | 0,34      | 0,32      |
| дисконтированные затраты по варианту 1, млн. рублей                                    | 246,61     | 0,00   | 37,81  | 71,00  | 66,67  | 7,10      | 6,67      | 6,26      | 5,88      | 5,52      | 5,18      | 4,87      | 4,57      | 4,29      | 4,03      | 3,78      | 3,55      | 3,34      | 3,13      | 2,94      |
| дисконтированный   | 13,41      | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 0,00   | 1,34      | 1,26      | 1,18      | 1,11      | 1,04      | 0,98      | 0,92      | 0,86      | 0,81      | 0,76      | 0,71      | 0,67      | 0,63      | 0,59      | 0,55      |



62. Мероприятия по электросетевому строительству, рассмотренные на основании прогноза «б» (по данным Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области).

Указанные ниже мероприятия по электросетевому строительству 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 прочих для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

64. Часть территории Челябинской области применительно к главному планировочному узлу города Челябинска (территория Челябинской агломерации).

Площадь Челябинского городского округа с внутригородским делением составляет 500,98 кв. километра. Численность населения составляет 1 200 730 человек. Город основан в 1736 году.

Вопросы электроснабжения части территории Челябинской области применительно к главному планировочному узлу города Челябинска (территории Челябинской агломерации) подробно рассмотрены в разделах V и VI настоящих СиПР Челябинской области в составе Челябинского энергорайона.

Дополнительной информации о перспективном развитии Челябинского городского округа с внутригородским делением не поступало.

65. Южная часть Магнитогорского городского округа.

Площадь Магнитогорского городского округа составляет 392,66 кв. километра. Численность населения составляет 413 261 человек. Город основан в 1929 году.

Вопросы электроснабжения Южной части Магнитогорского городского округа подробно рассмотрены в разделах V и VI настоящих СиПР Челябинской области в составе Магнитогорского энергорайона.

В соответствии с письмом АО «Горэлектросеть» от 01.02.2021 № 03/0604 на территории города Магнитогорска планируется присоединение энергопринимающих устройств ООО «Территория Притяжение» максимальной мощностью 20 МВт (проект заявки на технологическое присоединение в стадии уточнения). Одним из возможных вариантов реализации технологического присоединения является мероприятие по сооружению нового центра питания (ПС 110 кВ Захаровская).

66. Локомотивный городской округ.

Площадь Локомотивного городского округа составляет 10,33 кв. километра. Численность населения составляет 8 450 человек. Образован в 1963 году.

Общие вопросы электроснабжения Локомотивного городского округа подробно рассмотрены в разделах V и VI настоящих СиПР Челябинской области в составе Карталинского энергорайона.

Дополнительной информации о перспективном развитии Локомотивного городского округа не поступало.

67. Озерский городской округ.

Площадь Озерского городского округа составляет 657,31 кв. километра. Численность населения составляет 89 232 человека. 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 данной работе играет ФГУП ПО «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 Челябинской области от 18 декабря 2020 года № 01-02-07/80 в Озерском городском округе реализуется инвестиционный проект «Создание промышленной площадки в поселке Новогорный».

Промышленная площадка расположена в границах территории опережающего социально-экономического развития «Озерск», созданной в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 6 февраля 2018 г. № 113 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Озерск» в кадастровых кварталах 74:41:0201001, 74:41:0202001.

Общая площадь территории в границах проекта планировки территории составляет 430499 кв. метров: земельный участок с кадастровым номером 74:41:0000000:6651 площадью 158512 кв. метров и земельный участок с кадастровым номером 74:41:0000000:6652 площадью 271987 кв. метров.

К инженерной инфраструктуре проектируемой территории относится существующая ВЛ 110 кВ, расположенная западнее территории проектирования.

Проект предусматривает строительство следующих объектов инфраструктуры:

- центральная распределительная подстанция (ЦРП) - 110/6 кВ;
- новые электросети и трансформаторные пункты (5 ТП 6/0,4кВ) мощностью 25 МВт;
- теплотрасса мощностью 10 Гкал/час;
- водопровод мощностью 500 куб. метров /сутки;
- канализационные сети мощностью 500 куб. метров/сутки;
- канализационно-очистные сооружения мощностью 4,2 тыс. куб. метров/сутки;
- газопровод 1,2 МПА;
- подъездной железнодорожный путь с погрузочной платформой протяженностью 0,7 километра;
- автомобильная дорога обьездная IV технической категории протяженностью 3,6 километра с асфальтобетонным покрытием, подъездная дорога протяженностью 2 километра с асфальтобетонным покрытием.

68. Снежинский городской округ.

Площадь Снежинского городского округа составляет 299,13 кв. километра. Численность населения составляет 51 843 человека. Город основан в 1957 году.

Снежинский городской округ имеет статус ЗАТО. Здесь расположено одно из крупнейших предприятий атомной промышленности: Российский федеральный ядерный центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина.

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

В соответствии с письмом администрации Снежинского городского округа Челябинской области от 21 декабря 2020 года № 01-14/2652 на территории Снежинского городского округа планируется реализация следующих проектов:

- проект № 1 – создание производства быстроразъемных соединений и приборов учета для нефтяной промышленности:
- площадка – «Спектр-конверсия»;
- максимальная мощность – 0,5 МВт;

планируемый источник электроснабжения – существующая подстанция;  
 проект № 2 – создание производства яйцесортировальных машин,  
 комплектующих и запчастей к ним:

площадка – «Агропромавтоматика»;

максимальная мощность – 0,1 МВт;

планируемый источник электроснабжения – существующая подстанция;

проект № 3 – создание производства антикоррозийных и огнезащитных  
 лакокрасочных материалов:

площадка – «Гринфилд 1»;

максимальная мощность – 1,5 МВт;

планируемый источник электроснабжения – нет данных;

проект № 4 – изготовление и реализация рукавов сверхвысокого давления  
 для нефтегазовой промышленности России:

площадка – «Гринфилд 2»;

максимальная мощность – 0,5 МВт;

планируемый источник электроснабжения – нет данных;

проект № 5 – создание нового производства, корпус № 2:

площадка – «Кадастровый квартал ООО «ЗКС»»;

максимальная мощность – 5,5 МВт;

планируемый источник электроснабжения – существующая подстанция;

проект № 6 – переработка отходов из полистирола и полипропилена  
 толщиной до 10 мм в гранулы для термоформовки:

площадка – «Восток»;

максимальная мощность – 0,2 МВт;

планируемый источник электроснабжения – существующая подстанция.

Существующая схема электроснабжения ЗАТО город Снежинск  
 осуществляется от пяти ПС 110 кВ. Все подстанции присоединены  
 шлейфовыми заходами к одноцепной ВЛ 110 кВ. Суммарная длина транзита  
 110 кВ составляет около 67 километров.

Требуется дополнительное определение возможности присоединения  
 новой нагрузки в соответствии с планами по реализации указанных проектов, в  
 том числе целесообразности сооружения новых электросетевых объектов.  
 Необходимые подтверждающие расчеты выполняются при наличии исходной  
 информации о параметрах присоединения в рамках процедуры  
 технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при  
 необходимости при внестадином проектировании.

69. Трехгорный городской округ.

Площадь составляет 162,49 кв. километра. Численность населения  
 составляет 32 613 человек. Город основан в 1952 году.

Трехгорный городской округ имеет статус ЗАТО. Наиболее крупным  
 предприятием является ФГУП «Приборостроительный завод» г. Трехгорный,  
 которое является одним из ведущих предприятий Федерального агентства  
 России по атомной энергии. Соответствуя статусу наукограда и реализуя

конверсионные программы, предприятия Трехгорного городского округа производят приборы радиационного контроля, медицинскую технику, оборудование для агропромышленного комплекса и нефтеперерабатывающего комплекса, силовые кабели и строительные материалы. В городе действуют более 500 средних и малых предприятий.

Дополнительной информации о перспективном развитии Трехгорного городского округа не поступало.

#### 70. Красноармейский муниципальный район.

Площадь Красноармейского муниципального района составляет 3842,02 кв. километра. Численность населения составляет 41 366 человек. Образован 13 января 1941 года. Административный центр - село Миасское.

Среди крупнейших агропромышленных предприятий Красноармейского муниципального района можно выделить ОАО «Красноармейское» и ОАО ПКЗ «Дубровский». Кроме того, на территории Красноармейского муниципального района располагается свинокомплекс «Родниковский» агрохолдинга «Уралбройлер» – крупнейшего объединения агропромышленного комплекса в Уральском федеральном округе.

Дополнительной информации о перспективном развитии Красноармейского муниципального района не поступало.

#### 71. Саткинский муниципальный район.

Площадь Саткинского муниципального района составляет 2412,07 кв. километра. Численность населения составляет 78 827 человек. Образован 4 ноября 1926 года. Административный центр – город Сатка.

На территории Саткинского муниципального района ведется добыча железной руды, магнезита, кварцита, бокситов, титано-магнетитов, молибдена, известняка, редкоземельных металлов и поделочного камня. Особая ставка сделана на развитие малого бизнеса. Саткинский муниципальный район участвует в пилотном проекте Министерства регионального развития Российской Федерации по модернизации экономики моногородов.

В соответствии с письмом администрации Саткинского муниципального района Челябинской области от 28 декабря 2020 года № 6529 на территории Саткинского муниципального района планируется реализация следующих проектов:

В рамках реализации ТОСЭР «Бакал»:

проект № 1 – создание металлургического завода по производству гранулированного чугуна;

максимальная мощность – 19 МВт;

проект № 2 – создание опытного завода по переработке отходов металлургического производства (замасленной окалины и Fe-Zn-содержащей пыли ДСП) в гранулированный чугун и дегалогенизированный оксид цинка;

максимальная мощность – 1 МВт;

планируемый источник электроснабжения – новая подстанция.

Ведется работа с ОАО «МРСК Урала» по рассмотрению заявки на технологическое присоединение и по получению технических условий на технологическое присоединение.

АО «СЧПЗ» планируется строительство цеха по производству низко- и среднеуглеродистого ферромарганца конверторным способом. Максимальная мощность – 10 МВт. Определение возможности присоединения новой нагрузки, в том числе целесообразности сооружения новых питающих центров, должно выполняться в рамках процедуры технологического присоединения, предусмотренной Правилами ТП, а при необходимости при внестадийном проектировании.

72. Пластовский муниципальный район.

Площадь составляет 1751,76 кв. километра. Численность населения составляет 25 124 человека. Образован 24 июня 2004 года. Центр – город Пласт.

Дополнительной информации о перспективном развитии Пластовского муниципального района не поступало.

73. Сосновский муниципальный район.

Площадь составляет 2071,36 кв. километра. Численность населения составляет 74 956 человек. Образован 20 декабря 1934 года. Центр – село Долгодеревенское.

В настоящее время на территории Сосновского муниципального района Челябинской области реализован проект строительства Томинского ГОК (ЗАО «Русская медная компания»).

В рамках строительства Томинского ГОКа планируется сооружение в 2021 году ГПС Томинская в составе 22 ГПУ мощностью 9,4 МВт каждая суммарной установленной мощностью 206,8 МВт.

Дополнительной информации о перспективном развитии Сосновского муниципального района не поступало.

74. Увельский муниципальный район.

Площадь составляет 2298,89 кв. километра. Численность населения составляет 31 885 человек. Образован 24 мая 1924 года. Центр – поселок Увельский.

Дополнительной информации о перспективном развитии Увельского муниципального района не поступало.

75. Анализ необходимости и мест размещения дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В таблице 75 представлен баланс реактивной мощности энергосистемы Челябинской области в период 2022-2026 годов.

Таблица 75

Баланс реактивной мощности энергосистемы Челябинской области  
в период 2022-2026 годов

| Источник/потребитель реактивной мощности | Зима максимум | Зима минимум | Лето максимум | Лето минимум |
|--|---------------|--------------|---------------|--------------|
| 2022 год                                 |               |              |               |              |

|  |         |         |         |         |
|--|---------|---------|---------|---------|
| реактивная мощность нагрузки                                   | 2284    | 2102    | 1980    | 1755    |
| нагрузочные потери   | 1675,99 | 1786,83 | 1527,66 | 1447,86 |
| в том числе потери в ЛЭП                                       | 956,41  | 1102,24 | 1080,03 | 1010,62 |
| потери в Т/АТ 220 кВ и выше                                    | 719,58  | 684,59  | 447,63  | 437,24  |
| потребление ШР/БСК/СТК   | 320,38  | 317,63  | 312,61  | 314,28  |
| потери холостого хода Т/АТ                                     | 77,57   | 77,82   | 75,65   | 76,85   |
| суммарное потребление реактивной мощности                      | 4357,94 | 4284,28 | 3895,92 | 3593,99 |
| генерация реактивной мощности электростанциями                 | 1692    | 1561    | 1243    | 950     |
| зарядная мощность ЛЭП  | 2489,73 | 2487,2  | 2489,89 | 2524,68 |
| суммарная генерация реактивной мощности                        | 4181,73 | 4048,2  | 3732,89 | 3474,68 |
| внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит) | -176,21 | -236,08 | -163,03 | -119,31 |
| 2023 год   |         |         |         |         |
| реактивная мощность нагрузки                                   | 2338    | 2153    | 2026    | 1795    |
| нагрузочные потери   | 1662,48 | 1766,07 | 1514,85 | 1434,05 |
| в том числе потери в ЛЭП                                       | 934,74  | 1077,37 | 1063,44 | 995,38  |
| потери в Т/АТ 220 кВ и выше                                    | 727,74  | 688,7   | 451,41  | 438,67  |
| потребление ШР/БСК/СТК   | 320,6   | 317,92  | 312,73  | 314,37  |
| потери холостого хода Т/АТ                                     | 77,47   | 77,75   | 75,54   | 76,76   |
| суммарное потребление реактивной мощности                      | 4398,55 | 4314,74 | 3929,12 | 3620,18 |
| генерация реактивной мощности электростанциями                 | 1735    | 1592    | 1276    | 977     |
| зарядная мощность ЛЭП  | 2488,69 | 2487,11 | 2488,64 | 2523,62 |
| суммарная генерация реактивной мощности                        | 4223,69 | 4079,11 | 3764,64 | 3500,62 |
| внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит) | -174,86 | -235,63 | -164,48 | -119,56 |
| 2024 год   |         |         |         |         |
| реактивная мощность нагрузки                                   | 2386    | 2194    | 2066    | 1829    |
| нагрузочные потери   | 1652,6  | 1747,87 | 1504,87 | 1419,88 |
| в том числе потери в ЛЭП                                       | 924,33  | 1060,76 | 1053,62 | 983,01  |
| потери в Т/АТ 220 кВ и выше                                    | 728,27  | 687,11  | 451,25  | 436,87  |
| потребление ШР/БСК/СТК   | 321,24  | 318,79  | 313,31  | 315,03  |
| потери холостого хода Т/АТ                                     | 78,09   | 78,38   | 76,19   | 77,43   |
| суммарное потребление реактивной мощности                      | 4437,93 | 4339,04 | 3960,37 | 3641,34 |
| генерация реактивной мощности электростанциями                 | 1751    | 1596    | 1286    | 981     |
| зарядная мощность ЛЭП  | 2507,67 | 2507,49 | 2508,24 | 2544,24 |
| суммарная генерация реактивной мощности                        | 4258,67 | 4103,49 | 3794,24 | 3525,24 |
| внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит) | -179,26 | -235,55 | -166,13 | -116,1  |
| 2025 год   |         |         |         |         |
| реактивная мощность нагрузки                                   | 2425    | 2238    | 2106    | 1864    |

|  |         |         |         |         |
|--|---------|---------|---------|---------|
| нагрузочные потери   | 1649,59 | 1742,91 | 1502,05 | 1415,94 |
| в том числе потери в ЛЭП                                       | 916,45  | 1051,94 | 1047,68 | 977,41  |
| потери в Т/АТ 220 кВ и выше                                    | 733,14  | 690,97  | 454,37  | 438,53  |
| потребление ШР/БСК/СТК   | 321,16  | 318,79  | 313,25  | 314,98  |
| потери холостого хода Т/АТ                                     | 78      | 78,29   | 76,09   | 77,35   |
| суммарное потребление реактивной мощности                      | 4473,75 | 4377,99 | 3997,39 | 3672,27 |
| генерация реактивной мощности электростанциями                 | 1783    | 1628    | 1315    | 1004    |
| зарядная мощность ЛЭП  | 2506,04 | 2505,85 | 2506,26 | 2542,58 |
| суммарная генерация реактивной мощности                        | 4289,04 | 4133,85 | 3821,26 | 3546,58 |
| внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит) | -184,71 | -244,14 | -176,13 | -125,69 |
| 2026 год   |         |         |         |         |
| реактивная мощность нагрузки                                   | 2437    | 2246    | 2114    | 1870    |
| нагрузочные потери   | 1668,85 | 1758,87 | 1519,24 | 1428,44 |
| в том числе потери в ЛЭП                                       | 930,17  | 1064,04 | 1060,68 | 987,41  |
| потери в Т/АТ 220 кВ и выше                                    | 738,68  | 694,83  | 458,56  | 441,03  |
| потребление ШР/БСК/СТК   | 321,38  | 318,97  | 313,32  | 315,09  |
| потери холостого хода Т/АТ                                     | 77,93   | 78,24   | 76,03   | 77,3    |
| суммарное потребление реактивной мощности                      | 4505,16 | 4402,08 | 4022,59 | 3690,83 |
| генерация реактивной мощности электростанциями                 | 1803    | 1643    | 1330    | 1013    |
| зарядная мощность ЛЭП  | 2503,94 | 2504,29 | 2504,55 | 2541,21 |
| суммарная генерация реактивной мощности                        | 4306,94 | 4147,29 | 3834,55 | 3554,21 |
| внешний переток реактивной мощности («+»-избыток, «-»-дефицит) | -198,22 | -254,79 | -188,04 | -136,62 |

В результате анализа проведенных электрических расчетов режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области, недопустимых отклонений напряжения выявлено не было.

Таким образом необходимость ввода дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в энергосистеме Челябинской области отсутствует.

76. 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.

77. Выдача рекомендаций по снижению уровня токов короткого замыкания.

По итогам расчетов токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше в нормальной схеме сети энергосистемы Челябинской области целесообразно: заменить выключатели на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Синеглазово (2 штуки) на выключатели с отключающей способностью не менее 25 кА.

78. Выполнение расчетов электроэнергетических режимов для формирования предложений по развитию электрической сети Челябинской области.

Для сформированного варианта развития электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области в соответствии с прогнозом, разработанным АО «СО ЕЭС», были проведены расчёты электроэнергетических режимов.

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше приняты в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы (таблица 64).

Результаты расчетов электроэнергетических режимов (с учетом реализации рекомендуемых мероприятий) показали сохранение надежности и устойчивости электроэнергетической системы Челябинской области.

79. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Таблица 76 содержит перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Таблица 76

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области

| Мероприятие  | Параметры оборудования             | Рекомендуемый год реализации |
|--|------------------------------------|------------------------------|
| Вводы, соответствующие проекту СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы  |                                    |                              |
| строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2x16 МВА, 1x63 МВА, 1x80 МВА)  | 2x16 МВА,<br>1x63 МВА,<br>1x80 МВА | 2021                         |
| сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2x1 километр) | 2x1,0 километр                     |                              |
| строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар                               | 2x25 МВА<br>БСК 33 Мвар            | 2021                         |
| сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2x2,5 километра)   | 2x2,5 километра                    |                              |
| Вводы в соответствии с ТУ на ТП  |                                    |                              |
| строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2  | 2x63 МВА,<br>2x2 километра         | 2021                         |

|   |  |      |
|---|--|------|
| строительство ПС 110 кВ ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь   | 2x40 МВА,<br>2,610+2,740<br>километра          | 2024 |
| реконструкция ПС 110 кВ 36 в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 63 МВА   | 2x63 МВА                                       | 2021 |
| строительство ПС 110 кВ 15, КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15   | 2x40 МВА,<br>1,2 километра +<br>8,85 километра | 2021 |
| реконструкция ПС 110 кВ Дизельная (расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дизельная на две ячейки с установкой двух выключателей 110 кВ, строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2)С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь) | 2x0,87 километра                               | 2022 |
| строительство ПС 110 кВ Литейная, отпайки от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым до ПС 110 кВ Литейная   | 1x25 МВА,<br>0,06 километра                    | 2021 |
| строительство ПС 110 кВ Новый Курасан с заходами ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками  | 2x16 МВА,<br>2x20 Мвар,<br>2x30,5 километра    | 2021 |
| реконструкция ПС 110 кВ Новая в части замены 2 (двух) трансформаторов номинальной мощностью 16 МВА каждый на 25 МВА каждый  | 2x25 МВА                                       | 2024 |
| Рекомендуемые мероприятия по сооружению и реконструкции подстанций  |  |      |
| Северный энергорайон  |  |      |
| реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2x10МВА на 2x16 МВА)  | с 2x10 МВА<br>на 2x16 МВА                      | 2023 |
| Челябинский энергорайон   |  |      |
| реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль (замена трансформатора с 10 МВа на 16 МВа)   | С 10 МВа на 16 МВа                             | 2023 |
| Рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания   |  |      |
| техническое перевооружение ПС 110 кВ Синеглазово (замена выключателей на шинах 110 кВ с увеличением отключающей способности, 2 штуки)   | 2 штуки  | 2023 |

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 77) с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года) (таблица 78).

Таблица 77

Сводные данные по развитию электрической сети  
напряжением 110 кВ и выше

| Показатель | Текущий период<br>(2021 год) | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|------------|------------------------------|------|------|------|------|------|
|            |                              | год  | год  | год  | год  | год  |

|   |       |      |    |      |   |   |
|---|-------|------|----|------|---|---|
| ввод ВЛ/КЛ 500 кВ, километров                       | 0     | 0    | 0  | 0    | 0 | 0 |
| ввод ВЛ/КЛ 220 кВ, километров                       | 7     | 0    | 0  | 0    | 0 | 0 |
| реконструкция трансформаторной мощности 500 кВ, МВА | 0     | 0    | 0  | 0    | 0 | 0 |
| реконструкция трансформаторной мощности 220 кВ, МВА | 0     | 0    | 0  | 0    | 0 | 0 |
| ввод трансформаторной мощности 220 кВ, МВА          | 225   | 0    | 0  | 0    | 0 | 0 |
| ввод ВЛ/КЛ 110 кВ, километров                       | 75,11 | 1,74 | 0  | 5,35 | 0 | 0 |
| ввод трансформаторной мощности 110 кВ, МВА          | 389   | 0    | 48 | 130  | 0 | 0 |
| ввод БСК, Мвар                                      | 73    | 0    | 0  | 0    | 0 | 0 |

Таблица 78

Сводные данные по развитию электрической сети  
напряжением ниже 110 кВ\*

| Показатель  | Текущий период<br>(2021 год) | 2022<br>год | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год |
|---|------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| ввод трансформаторной мощности напряжением ниже 110 кВ, МВА | 3,54                         | 0,81        | 20          | 1,36        | 32,6        | -           |
| ввод ВЛ/КЛ напряжением ниже 110 кВ, километров              | 92,13                        | 86,17       | 6,01        | 11,38       | 87,9        | -           |

\* Таблица сформирована по данным филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

Формирование сводных данных о планируемых технологических присоединениях в течение каждого года перспективного периода и суммарно за пятилетний период.

Ниже представлены сводные данные о планируемых технологических присоединениях в течение каждого года перспективного периода и суммарно за пятилетний период (таблица 79).

Таблица 79

Сводные данные о планируемых технологических присоединениях в течение  
каждого года перспективного периода и суммарно за пятилетний период

| Показатель  | 2021<br>год    | 2022<br>год    | 2023<br>год   | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год | Итого за<br>период |
|---|----------------|----------------|---------------|-------------|-------------|-------------|--------------------|
| планируемые технологические присоединения объектов до 15 кВт включительно (МВт/штук*)           | 37,45/<br>2875 | 29,96/<br>2300 | 7,49/<br>575  | -           | -           | -           | 74,9/<br>5750      |
| планируемые технологические присоединения объектов свыше 15 до 150 кВт включительно (МВт/штук*) | 62,8/<br>637   | 50,24/<br>509  | 12,56/<br>127 | -           | -           | -           | 125,6/<br>1273     |
| планируемые технологические   | 25,4/<br>68    | 20,32/<br>54   | 5,08/<br>13   | -           | -           | -           | 50,8/<br>135       |

|  |               |              |            |          |   |   |                |
|--|---------------|--------------|------------|----------|---|---|----------------|
| присоединения объектов свыше 150 и менее 670 кВт (МВт/штук*)                                   |               |              |            |          |   |   |                |
| планируемые технологические присоединения объектов 670 кВт и до 5 МВт включительно (МВт/штук*) | 38,7/<br>21   | 30,96/<br>16 | 7,74/<br>4 | -        | - | - | 77,4/<br>41    |
| планируемые технологические присоединения объектов свыше 5 МВт (МВт/штук)                      | 313,335/<br>8 | 35/<br>1     | -          | 55/<br>2 | - | - | 403,335/<br>11 |
| планируемые технологические присоединения ЛЭП 0,4 кВ (километров)                              | -             | -            | -          | -        | - | - | -              |
| планируемые технологические присоединения ЛЭП 6-10 кВ (километров)                             | -             | -            | -          | -        | - | - | -              |
| планируемые технологические присоединения ЛЭП 35 кВ (километров)                               | -             | -            | -          | -        | - | - | -              |
| планируемые технологические присоединения ТП 6-10 кВ (МВА)                                     | -             | -            | -          | -        | - | - | -              |
| планируемые технологические присоединения ЛЭП 110 кВ (километров)                              | 75,41         | 1,74         | -          | 5,35     | - | - | 82,5           |
| планируемые технологические присоединения ЛЭП 220 кВ (километров)                              | 7             | -            | -          | -        | - | - | 7              |
| планируемые технологические присоединения ПС 110 кВ (МВА)                                      | 414           | -            | -          | 130      | - | - | 569            |
| планируемые технологические присоединения ПС 220 кВ (МВА)                                      | 225           | -            | -          | -        | - | - | 225            |

\* Представлено количество планируемых технологических присоединений по данным филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго». По прочим сетевым компаниям информация о количестве технологических присоединений отсутствует.

Сравнение разработанных вариантов развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на основании расчета капитальных затрат и определение наиболее рационального развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам.

Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области выполнен на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее именуется – УНЦ). УНЦ утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 г. № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства». УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах I квартала 2021 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов, 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 80).

Таблица 80

## Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

| Наименование  | Наименование документа-источника данных   | Реквизиты документа  | Годы  |       |       |            |
|---|---|--|-------|-------|-------|------------|
|   |   |  | 2018  | 2019  | 2020  | 1 кв. 2021 |
| индекс - дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году | прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года                             | подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019 | 105,3 | –     | –     | –          |
|   | прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов | подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020 | –     | 106,8 | 106,2 | 101,2      |

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 81.

Таблица 81

Объемы электросетевого строительства, укрупненные капитальные вложения в реализацию рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области и рекомендуемый год их реализации

| Мероприятие  | Параметры оборудования             | Стоимость в ценах по состоянию на 1 квартал 2021 года, млн. рублей с НДС | Рекомендуемый год реализации |
|--|------------------------------------|--|------------------------------|
| вводы, соответствующие проекту СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы  |                                    |  |                              |
| строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2x16 МВА, 1x63 МВА, 1x80 МВА)  | 2x16 МВА,<br>1x63 МВА,<br>1x80 МВА | 1 847,03*  | 2021                         |
| сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2x1 километр) | 2x1,0 километр                     | 46,40*   |                              |
| строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар                               | 2x25 МВА<br>БСК 33 Мвар            | 1 174,86*  | 2021                         |
| сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 5 километров (2x2,5 километра)   | 2x2,5 километра                    | 131,72*  |                              |
| итого по вводам, соответствующим проекту СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы  | -                                  | 3 200,01*  | -                            |
| вводы в соответствии с ТУ на ТП  |                                    |  |                              |
| строительство ПС 110 кВ Станкомаш с заходами ВЛ 110 кВ Бульварная – Челябинская ТЭЦ-2  | 2x63 МВА,<br>2x2 километра         | **   | 2021                         |
| строительство ПС 110 кВ  | 2x40 МВА,                          | **   | 2024                         |

|   |  |           |      |
|---|--|-----------|------|
| ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ –<br>ГПП-3 1, 2 цепь  | 2,610+2,740<br>километра                       |           |      |
| реконструкция ПС 110 кВ 36 в<br>части замены 2 (двух)<br>трансформаторов номинальной<br>мощностью 25 МВА на<br>63 МВА   | 2х63 МВА                                       | **        | 2021 |
| строительство ПС 110 кВ 15,<br>КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 в<br>РУ 110 кВ ПС 110 кВ 15   | 2х40 МВА,<br>1,2 километра +<br>8,85 километра | **        | 2021 |
| реконструкция ПС 110 кВ<br>Дизельная (расширение<br>РУ 110 кВ ПС 110 кВ<br>Дизельная на две ячейки с<br>установкой двух<br>выключателей 110 кВ,<br>строительство КЛ 110 кВ<br>Шинные аппараты 1 (2)С<br>110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь) | 2х0,87 километра                               | **        | 2022 |
| строительство ПС 110 кВ<br>Литейная, отпайки от ВЛ<br>110 кВ Карабаш – Кыштым до<br>ПС 110 кВ Литейная  | 1х25 МВА,<br>0,06 километра                    | **        | 2021 |
| строительство ПС 110 кВ<br>Новый Курасан с заходами ВЛ<br>110 кВ ПС 60 – Узельга с<br>отпайками   | 2х16 МВА,<br>2х20 Мвар,<br>2х30,5 километра    | **        | 2021 |
| реконструкция ПС 110 кВ<br>Новая в части замены 2 (двух)<br>трансформаторов номинальной<br>мощностью 16 МВА каждый<br>на 25 МВА каждый  | 2х25 МВА                                       | **        | 2024 |
| рекомендуемые мероприятия по сооружению и реконструкции подстанций  |  |           |      |
| Северный энергорайон  |  |           |      |
| реконструкция ПС 110 кВ<br>Есаулка (замена<br>трансформаторов с 2х10МВА<br>на 2х16 МВА)   | с 2х10 МВА<br>на 2х16 МВА                      | 442,11*** | 2023 |
| итого по Северному<br>энергорайону  | -  | 442,11    | -    |
| Челябинский энергорайон   |  |           |      |
| реконструкция ПС 110 кВ<br>Кременкуль (замена<br>трансформатора с 10 МВа на<br>16 МВа)  | С 10 МВа на 16 МВа                             |           | 2023 |
| Итого по Челябинскому<br>энергорайону   | -  |           | -    |
| рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания   |  |           |      |

|   |         |          |      |
|---|---------|----------|------|
| техническое перевооружение ПС 110 кВ Синеглазово (замена выключателей на шинах 110 кВ с увеличением отключающей способности, 2 штуки) | 2 штуки | 61,93*** | 2023 |
|---|---------|----------|------|

\* Стоимость указана в прогнозных ценах (с НДС) по данным проекта Схемы и программы развития ЕЭС на 2021-2027 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.

\*\*\* Стоимость указана в прогнозных ценах соответствующих лет (с НДС) по данным инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» на 2021-2025 годы (утверждена приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 20.12.2017 № 27@, с изменениями, внесенными приказами Министерства энергетики Российской Федерации от 16.12.2019 № 24@ и от 23.12.2020 № 20@.).

Рекомендуемые мероприятия по реконструкции центров питания 110 кВ (в том числе по переводу ПС 35 кВ на класс напряжения 110 кВ) определены на основании технико-экономического сравнения вариантов.

Анализ полученных результатов расчета капитальных затрат предложенных вариантов развития показал, что суммарные затраты на реализацию рекомендованных мероприятий на период 2021-2026 годов составят:

по мероприятиям, соответствующим проекту Схемы и программы развития ЕЭС на 2021-2027 годы, – 3 200,01 млн рублей;

по рекомендуемым мероприятиям в Северном энергорайоне – 442,11 млн рублей;

по мероприятиям по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания – 61,93 млн рублей.

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области.

Рекомендуемый к вводу перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Челябинской области приведен в таблице 82.

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше,  
рекомендуемых к вводу в энергосистеме Челябинской области

| Мероприятие  | Объект электроэнергетики                     | Параметры оборудования             | Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия | Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия   | Рекомендуемый год реализации |
|--|--|------------------------------------|---|--|------------------------------|
| Вводы, соответствующие проекту СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы  |  |                                    |   |  |                              |
| строительство ПС 220 кВ Берёзовская трансформаторной мощностью 175 МВА (2x16 МВА, 1x63 МВА, 1x80 МВА)  | ПС 220 кВ Берёзовская                        | 2x16 МВА,<br>1x63 МВА,<br>1x80 МВА | ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»                                 | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Агрокомплекс «Южноуральский» | 2021                         |
| сооружение заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС на ПС 220 кВ Берёзовская ориентировочной протяженностью 2 километра (2x1 километр) | ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Троицкая ГРЭС | 2x1,0 километр                     | ООО «Агрокомплекс «Южноуральский»                                 |  |                              |
| строительство ПС 220 кВ Муллит трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА) с установкой БСК 10 кВ мощностью 33 Мвар                               | ПС 220 кВ Муллит                             | 2x25 МВА<br>БСК 33 Мвар            | ООО «Муллит»  | обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Муллит»                      | 2021                         |
| сооружение заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая -  | ВЛ 220 кВ Новометаллургическая - ЧФЗ I цепь  | 2x2,5 километра                    | ООО «Муллит»  |  |                              |

|   |                     |   |   |   |      |
|---|---------------------|---|---|---|------|
| ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ<br>Муллит ориентировочной<br>протяженностью<br>5 километров<br>(2x2,5 километра)              |                     |   |   |   |      |
| Вводы в соответствии с ТУ на ТП   |                     |   |   |   |      |
| строительство ПС 110 кВ<br>Станкомаш с заходами ВЛ<br>110 кВ Бульварная –<br>Челябинская ТЭЦ-2                        | ПС 110 кВ Станкомаш | 2x63 МВА,<br>2x2 километра                    | ООО Индустриальный<br>парк «Станкомаш»      | обеспечение<br>технологического<br>присоединения<br>энергопринимающих<br>устройств ООО<br>Индустриальный<br>парк «Станкомаш»      | 2021 |
| строительство ПС 110 кВ<br>ГПП-3, КЛ 110 кВ АМЕТ –<br>ГПП-3 1, 2 цепь   | ПС 110 кВ ГПП-3     | 2x40 МВА,<br>2,610+2,740<br>километра         | ПАО «Ашинский<br>металлургический<br>завод» | обеспечение<br>технологического<br>присоединения<br>энергопринимающих<br>устройств<br>ПАО «Ашинский<br>металлургический<br>завод» | 2024 |
| реконструкция ПС 110 кВ<br>36 в части замены 2 (двух)<br>трансформаторов<br>номинальной мощностью<br>25 МВА на 63 МВА | ПС 110 кВ 36        | 2x63 МВА                                      | ПАО «ММК»                                   | обеспечение<br>технологического<br>присоединения<br>энергопринимающих<br>устройств<br>ОАО «МЦОЗ»                                  | 2021 |
| строительство ПС 110 кВ<br>15, КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС<br>11 в РУ 110 кВ ПС 110 кВ<br>15                                | ПС 110 кВ 15        | 2x40 МВА,<br>1,2 километра<br>+8,85 километра | ПАО «ММК»                                   | обеспечение<br>технологического<br>присоединения<br>энергопринимающих<br>устройств комплекса                                      | 2021 |

|  |                            |  |   |   |      |
|--|----------------------------|--|---|---|------|
|  |                            |  |   | коксовой батареи<br>№ 12 КХП<br>ПАО «ММК»   |      |
| реконструкция ПС 110 кВ<br>Дизельная (расширение РУ<br>110 кВ ПС 110 кВ<br>Дизельная на две ячейки с<br>установкой двух<br>выключателей 110 кВ,<br>строительство КЛ 110 кВ<br>Шинные аппараты 1 (2) С<br>110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь) | ПС 110 кВ Дизельная        | 2x0,87<br>километра                            | ООО «Троицкий<br>металлургический<br>завод»   | обеспечение<br>технологического<br>присоединения<br>энергопринимающих<br>устройств<br>ООО «Троицкий<br>металлургический<br>завод» | 2022 |
| Строительство ПС 110 кВ<br>Литейная, отпайки от ВЛ<br>110 кВ Карабаш – Кыштым<br>до ПС 110 кВ Литейная   | ПС 110 кВ Литейная         | 1x25 МВА,<br>0,06 километра                    | устройств ООО «СТИЛ<br>АРМОР»   | обеспечение<br>технологического<br>присоединения<br>энергопринимающих<br>устройств ООО<br>«СТИЛ АРМОР»                            | 2021 |
| Строительство ПС 110 кВ<br>Новый Курасан с заходами<br>ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга<br>с отпайками  | ПС 110 кВ Новый<br>Курасан | 2x16 МВА,<br>2x20 Мвар,<br>2x30,5<br>километра | АО «Южуралзолото<br>Группа Компаний»  | обеспечение<br>технологического<br>присоединения<br>энергопринимающих<br>устройств АО<br>«Южуралзолото<br>Группа Компаний»        | 2021 |
| Реконструкция ПС 110 кВ<br>Новая в части замены 2<br>(двух) трансформаторов<br>номинальной мощностью<br>16 МВА каждый на 25 МВА<br>каждый  | ПС 110 кВ Новая            | 2x25 МВА                                       | Федеральное<br>государственное<br>унитарное предприятие<br>«Российский<br>Федеральный Ядерный<br>Центр – Всероссийский<br>научно- | обеспечение<br>технологического<br>присоединения<br>энергопринимающих<br>устройств<br>Федерального<br>государственного            | 2024 |

|   |                       |                        |  |  |      |
|---|-----------------------|------------------------|--|--|------|
|   |                       |                        | исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина» | унитарного предприятия «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина» |      |
| рекомендуемые мероприятия по сооружению и реконструкции подстанций  |                       |                        |  |  |      |
| Северный энергорайон  |                       |                        |  |  |      |
| реконструкция ПС 110 кВ Есаулка (замена трансформаторов с 2х 10 МВА на 2х16 МВА)  | ПС 110 кВ Есаулка     | с 2х10 МВА на 2х16 МВА | ОАО «МРСК Урала»   | исключение превышения длительно допустимой перегрузки  | 2023 |
| Челябинский энергорайон   |                       |                        |  |  |      |
| Реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль (замена трансформаторов с 10 МВА на 16 МВА)  | ПС 110 кВ Кременкуль  | с 10 МВА на 16 МВА     | ОАО «МРСК Урала»   | исключение превышения длительно допустимой перегрузки  | 2023 |
| рекомендуемые мероприятия по устранению несоответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания         |                       |                        |  |  |      |
| техническое перевооружение ПС 110 кВ Синеглазово (замена выключателей на шинах 110 кВ с увеличением отключающей способности, 2 штуки) | ПС 110 кВ Синеглазово | 2 штуки                | ОАО «МРСК Урала»   | исключение несоответствия отключающей способности выключателей   | 2023 |

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

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг», приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» утверждены Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций.

Согласно Методическим указаниям, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256, показатели надежности и качества услуг определяются в отношении оказываемых рассматриваемыми организациями услуг по передаче электрической энергии, а также технологического присоединения к принадлежащим им объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства электросетевых организаций и иных лиц.

Показатели надежности и качества услуг состоят из показателей уровня надежности оказываемых услуг и показателей уровня качества оказываемых услуг.

Плановые значения показателей надежности и качества услуг устанавливаются регулируемыми органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования.

Плановые значения показателя надежности приняты на основании постановлений Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области и учитывают темп улучшения показателя с учетом пункта 4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций», принимаемый равным 0,015 (таблица 83).

Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении  
территориальных сетевых организации

| №   | Наименование ТСО   | Плановые значения показателя надежности |             |             |             |             |             |
|-----|--|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|     |  | 2021<br>год                             | 2022<br>год | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год |
| 1.  | АО «Автомобильный завод «Урал»   | 4,6361                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 2.  | АО «Вишневогорский горно-обогатительный комбинат»  | 0,0000                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 3.  | АО «Горэлектросеть»  | 0,0083                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 4.  | АО «Оборонэнерго» - филиал «Уральский»   | 0,4100                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 5.  | АО «Трансэнерго»   | 0,0566                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 6.  | АО «Челябинское авиапредприятие»   | 0,0000                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 7.  | АО «Электросеть»   | 0,0097                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 8.  | АО «Энергосетевая Компания «ЧТПЗ»  | 0,0000                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 9.  | ММПКХ  | 0,0004                                  | 0,0004      | -           | -           | -           | -           |
| 10. | МУП «Городская управляющая компания»   | 0,4732                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 11. | МУП «Копейские электрические сети»   | 0,0332                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 12. | МУП «Многоотраслевое производственное объединение энергосетей»   | 0,0371                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 13. | МУП «Электротепловые сети»   | 0,0550                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 14. | ОАО «Магнитогорский метизно-калибровочный завод «ММК-Метиз»  | 0,0000                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 15. | ОАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») | 0,0026                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 16. | ОАО «Челябинская электросетевая компания»  | 0,0642                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 17. | ОАО «Энергопром-Челябинский Электродный завод»   | 0,0000                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 18. | ООО «АТЭК74»   | 0,0527                                  | 0,0519      | -           | -           | -           | -           |
| 19. | ООО «Златэнерготелеком»  | 0,0000                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 20. | ООО «Интернешенел Билдинг Констракшен»   | 0,3362                                  | -           | -           | -           | -           | -           |
| 21. | ООО «Каслинская ЭнергоСбытовая Компания»   | 1,1006                                  | -           | -           | -           | -           | -           |

|     |  |        |        |        |        |   |   |
|-----|--|--------|--------|--------|--------|---|---|
| 22. | ООО «Магнитогорская Сетевая Компания»                  | 2,3028 | 2,2606 | 2,1912 | -      | - | - |
| 23. | ООО «Металлстрой»                                      | 0,0000 | 0,0000 | -      | -      | - | - |
| 24. | ООО «Механический завод»                               | 0,0106 | -      | -      | -      | - | - |
| 25. | ООО «Объединенная электросетевая компания - Челябинск» | 0,1769 | 0,1742 | -      | -      | - | - |
| 26. | ООО «Региональная сетевая компания»                    | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | -      | - | - |
| 27. | ООО «ТДК»  | 0,0059 | 0,0059 | -      | -      | - | - |
| 28. | ООО «Трансэнерго»                                      | 0,1393 | 0,1373 | -      | -      | - | - |
| 29. | ООО «Управление энергоснабжения и связи»               | 0,3968 | -      | -      | -      | - | - |
| 30. | ООО «Уральская энергетическая сетевая компания»        | 5,7799 | 5,6741 | 5,5000 | -      | - | - |
| 31. | ООО «ЭДС»  | 0,0273 | -      | -      | -      | - | - |
| 32. | ООО «Электро ТК»                                       | 0,0253 | 0,0249 | -      | -      | - | - |
| 33. | ООО «Электросетевая компания», город Екатеринбург      | 0,0000 | -      | -      | -      | - | - |
| 34. | ООО «Электросетевая компания», город Сатка             | 0,0195 | -      | -      | -      | - | - |
| 35. | ООО «Энергоснабжающая сетевая компания»                | 0,0102 | -      | -      | -      | - | - |
| 36. | ООО «Энерготехсервис»                                  | 0,8557 | -      | -      | -      | - | - |
| 37. | ООО «Эффект ТК»  | 0,3153 | -      | -      | -      | - | - |
| 38. | ООО «КЕММА»  | 0,0000 | 0,0000 | -      | -      | - | - |
| 39. | ООО «ТЕХНОСЕРВИС-ПЭ»                                   | 0,6418 | 0,6322 | -      | -      | - | - |
| 40. | ООО «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ АЛЬТАИР»                  | 0,0000 | -      | -      | -      | - | - |
| 41. | ООО «Южноуральская сетевая компания»                   | 0,0056 | -      | -      | -      | - | - |
| 42. | ООО Сетевая Компания «ЭнергоРесурс»                    | 2,3028 | -      | -      | -      | - | - |
| 43. | ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»         | 0,0000 | -      | -      | -      | - | - |
| 44. | ПАО «Уралавтоприцеп»                                   | 0,0000 | -      | -      | -      | - | - |
| 45. | ПАО «ЧЗПСН-Профнастил»                                 | 0,0000 | -      | -      | -      | - | - |
| 46. | ФГУП «Приборостроительный завод»                       | 0,0853 | -      | -      | -      | - | - |
| 47. | ФГУП «ПО «Маяк»  | 0,0000 | -      | -      | -      | - | - |
| 48. | Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»                | 1,9312 | 1,9023 | 1,8737 | -      | - | - |
| 49. | МУП «Горэлектросеть»                                   | 3,6977 | 3,2946 | 2,9355 | 2,6155 | - | - |
| 50. | МУП «КОММЕТ»   | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | - | - |
| 51. | ООО «ПРОДВИЖЕНИЕ»                                      | 0,3618 | 0,2823 | 0,2203 | 0,1719 | - | - |

## VII. Развитие генерации и источников тепловой энергии

81. Потенциал развития источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

Технический потенциал электрической мощности, обеспеченный существующим потенциалом спроса на тепловую мощность, для населённых пунктов с разной градацией спроса на тепловую мощность в 2020 году составил около 8800 МВт(э). Для поселений со спросом (тепловой нагрузкой) более 1000 Гкал/час (город Челябинск и город Магнитогорск) на существующем максимальном потоке теплоты (тепловой нагрузке) существует техническая возможность выработки электрической мощности в размере 6200 МВт(э) (в 2020 году).

К 2026 году в связи с ростом спроса на тепловую мощность (увеличением тепловой нагрузки за счет нового жилищного и общественно-делового строительства) технический потенциал выработки электрической мощности на тепловом потреблении увеличится в городах с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал/ч до 6380 МВт(э).

Для поселений Челябинской области с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час технический потенциал установленной мощности ТЭЦ составит около 1700 МВт(э), для поселений с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час – около 900 МВт(э).

Существующая установленная мощность генерирующего оборудования теплофикационных агрегатов всех ТЭЦ Челябинской области составляла в 2020 году 3531 МВт(э), в городах с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал/час – 2400 МВт(э), в поселениях с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час – 672 МВт(э) и в поселениях с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час – 623 МВт(э). В поселениях с тепловой нагрузкой менее 250 Гкал/час вся установленная мощность генерирующего оборудования расположена на промышленных объектах.

Таким образом, неиспользованный технический потенциал для комбинированной выработки электрической энергии на базе теплового потребления составил в 2020 году около 5300 МВт(э), то есть на базе теплового потребления, обеспеченного в 2020 году от существующих котельных, дополнительно можно было бы выработать еще 5 ГВт электрической мощности.

При выполнении условий оценки экономического потенциала принято, что правила рынка электрической энергии неизменны, а цена на тепловую энергию приведена к базовому уровню 2020 года в соответствии с дефлятором для соответствующих лет.

Оценка экономического потенциала неиспользованного технического потенциала показывает, что при существующих ценовых индикаторах в капитальных и операционных затратах на новое строительство ТЭЦ различной мощности в Челябинской области может быть реализовано только 9 процентов

от существующего технического потенциала, причем в городах с тепловой нагрузкой более 1000 Гкал/час – только 11 процентов (490 МВт(э)); в городах с тепловой нагрузкой от 250 до 1000 Гкал/час – 8 процентов (80 МВт(э)), в городах менее 250 Гкал/час – экономический потенциал равен нулю.

82. Прогноз спроса на тепловую энергию.

Прогноз спроса на тепловую энергию приведен в таблице 84.

Таблица 84

Прогноз спроса на тепловую энергию в Челябинской области, тыс. Гкал

| Годы прогнозного периода | Всего потреблено | Изменение спроса на тепловую энергию, процентов | Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство | Рыболовство | Промышленность | Строительство | Транспорт и связь | Прочие виды деятельности | Население |
|--------------------------|------------------|---|--|-------------|----------------|---------------|-------------------|--------------------------|-----------|
| 2021                     | 36196            | 0,5   | 981  | 1           | 15818          | 614           | 576               | 3877                     | 14329     |
| 2022                     | 35910            | -0,8  | 974  | 1           | 15693          | 609           | 571               | 3847                     | 14216     |
| 2023                     | 35695            | -0,6  | 968  | 1           | 15599          | 605           | 568               | 3824                     | 14131     |
| 2024                     | 35909            | 0,6   | 974  | 1           | 15692          | 609           | 571               | 3847                     | 14215     |
| 2025                     | 36064            | 0,4   | 978  | 1           | 15760          | 612           | 574               | 3863                     | 14277     |
| 2026                     | 35972            | -0,3  | 975  | 1           | 15720          | 610           | 572               | 3853                     | 14240     |

Источник: расчеты АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем».

При разработке прогноза приняты следующие условия расчетов:

общий спрос на тепловую энергию во всех поселениях Челябинской области продолжит тенденции ретроспективного периода и будет снижаться с темпом 0,02 процента в год (рисунок 25), в том числе по отраслям:

в промышленном секторе будет снижаться с темпом в 0,22 процента в год до 2023 года и расти с темпом 0,52 процента в год до 2025 года;

в бытовом секторе (население) и сфере услуг будет снижаться с темпом 0,02 процента в год;

в строительном секторе снижаться с темпом 0,03 процента в год;

в секторе «транспорт и связь» будет снижаться с темпом 0,04 процента в год.

Снижение уровня потребления тепловой энергии в экономике Челябинской области обосновывается следующими причинами:

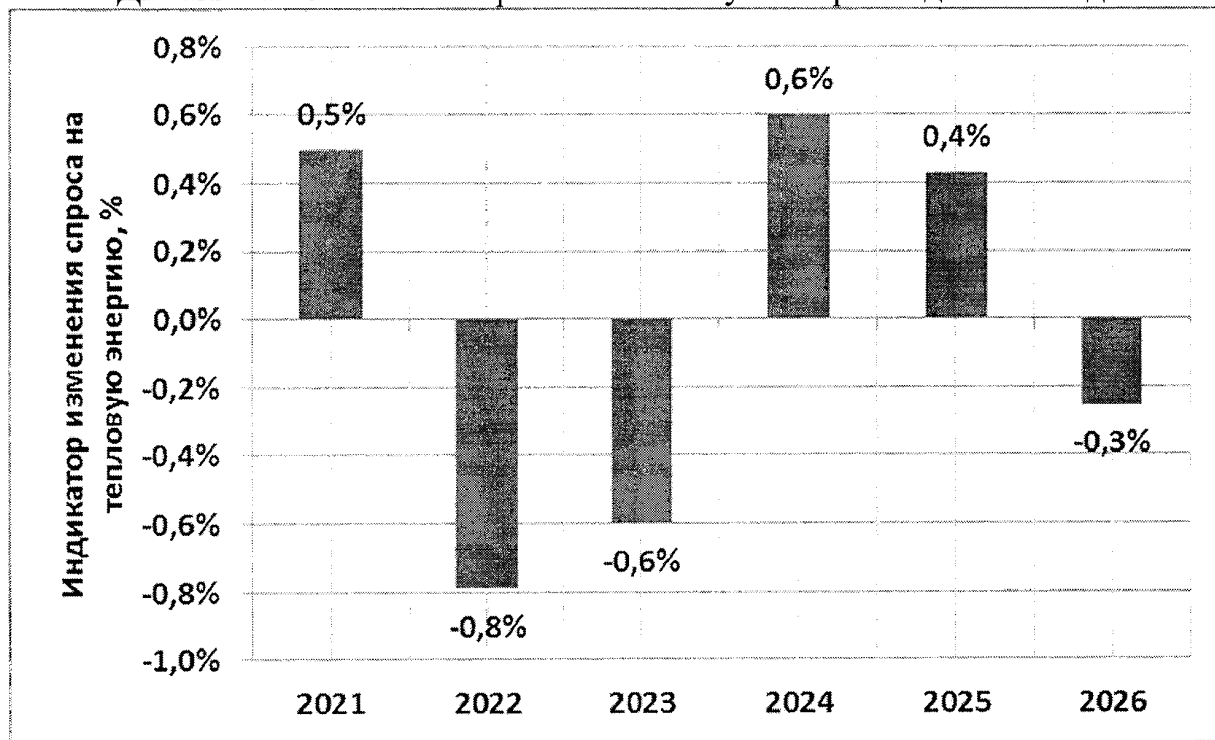
интенсивной установкой приборов учета тепловой энергии на абонентских установках потребителей (жилые здания, общественно-деловые здания, сфера услуг) и корреляцией потребления тепловой энергии со средней температурой отопительного периода;

строительством новых зданий с учетом нормативных требований к теплозащите жилых и общественных зданий, а также с учетом автоматизации абонентских вводов (ИТП) отпуска тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение;

выводом из эксплуатации ветхих зданий жилищного фонда;  
реализацией программ капитального ремонта зданий жилищного фонда;  
использованием современных энергосберегающих технологий в  
металлургии, строительстве и транспорте.

Рисунок 25

Динамика изменения спроса на тепловую энергию до 2026 года



Потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых, общественных и производственных зданий по мере оборудования их приборами учета тепловой энергии все существеннее будет зависеть от средней температуры отопительного периода. Эта зависимость будет стохастической. Она создаст ежегодные отклонения спроса от среднего значения в 0,5-1,5 процентного пункта с распределением Гаусса.

### 83. Прогноз спроса на тепловую мощность.

Прогноз спроса на тепловую мощность (таблица 85) сформирован по данным актуализированных схем теплоснабжения, разработанных для поселений Челябинской области.

Таблица 85

Прогноз спроса на тепловую мощность, Гкал/час

| Городской округ/<br>муниципальный район | 2021<br>год | 2022<br>год | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Верхнеуфалейский городской округ        | 100         | 101         | 101         | 101         | 101         | 101         |
| Златоустовский городской округ          | 568         | 573         | 577         | 582         | 587         | 591         |
| Карабашский городской округ             | 45          | 45          | 45          | 45          | 45          | 45          |
| Копейский городской округ               | 306         | 306         | 306         | 307         | 309         | 310         |
| Кыштымский городской округ              | 107         | 107         | 107         | 107         | 107         | 107         |
| Локомотивный городской округ            | 10          | 10          | 11          | 11          | 11          | 11          |
| Магнитогорский городской округ          | 1233        | 1237        | 1247        | 1257        | 1267        | 1277        |

|   |      |      |      |      |      |      |
|---|------|------|------|------|------|------|
| Миасский городской округ                                  | 616  | 616  | 616  | 616  | 616  | 616  |
| Озерский городской округ                                  | 550  | 552  | 555  | 557  | 559  | 561  |
| Снежинский городской округ                                | 316  | 317  | 318  | 319  | 320  | 321  |
| Трехгорный городской округ                                | 221  | 221  | 221  | 221  | 221  | 221  |
| Троицкий городской округ                                  | 177  | 177  | 177  | 177  | 177  | 177  |
| Усть-Катавский городской округ                            | 98   | 98   | 99   | 100  | 101  | 102  |
| Чебаркульский городской округ                             | 147  | 147  | 147  | 147  | 147  | 147  |
| Челябинский городской округ с<br>внутригородским делением | 3823 | 3858 | 3892 | 3927 | 3963 | 3998 |
| Южноуральский городской округ                             | 159  | 160  | 161  | 162  | 164  | 165  |
| всего городские округа                                    | 8476 | 8525 | 8580 | 8636 | 8693 | 8751 |
| темп роста, процентов                                     | 0,59 | 0,58 | 0,64 | 0,66 | 0,66 | 0,66 |
| отопление   | 5171 | 5200 | 5234 | 5268 | 5303 | 5338 |
| вентиляция  | 514  | 517  | 520  | 523  | 527  | 530  |
| горячее водоснабжение                                     | 620  | 624  | 628  | 632  | 636  | 641  |
| технология  | 2172 | 2184 | 2198 | 2213 | 2227 | 2242 |
| Агаповский муниципальный район                            | 52   | 52   | 52   | 52   | 52   | 52   |
| Аргаяшский муниципальный район                            | 31   | 31   | 31   | 31   | 31   | 31   |
| Ашинский муниципальный район                              | 237  | 237  | 238  | 238  | 238  | 238  |
| Брединский муниципальный район                            | 17   | 17   | 17   | 17   | 17   | 17   |
| Варненский муниципальный район                            | 14   | 14   | 14   | 14   | 14   | 14   |
| Верхнеуфалейский муниципальный<br>район                   | 43   | 43   | 43   | 43   | 43   | 43   |
| Еманжелинский муниципальный<br>район                      | 107  | 107  | 107  | 108  | 108  | 108  |
| Еткульский муниципальный район                            | 32   | 32   | 32   | 32   | 32   | 32   |
| Карталинский муниципальный район                          | 74   | 74   | 74   | 74   | 74   | 74   |
| Каслинский муниципальный район                            | 68   | 68   | 68   | 68   | 68   | 68   |
| Катав-Ивановский муниципальный<br>район                   | 56   | 56   | 56   | 56   | 56   | 56   |
| Кизильский муниципальный район                            | 11   | 11   | 11   | 11   | 11   | 11   |
| Коркинский муниципальный район                            | 143  | 143  | 143  | 143  | 144  | 144  |
| Красноармейский муниципальный<br>район                    | 45   | 45   | 45   | 45   | 45   | 45   |
| Кунашакский муниципальный район                           | 38   | 38   | 38   | 38   | 38   | 38   |
| Кусинский муниципальный район                             | 48   | 48   | 48   | 48   | 48   | 48   |
| Нагайбакский муниципальный район                          | 30   | 30   | 30   | 30   | 30   | 30   |
| Нязепетровский муниципальный<br>район                     | 27   | 27   | 27   | 27   | 27   | 27   |
| Октябрьский муниципальный район                           | 12   | 12   | 12   | 12   | 12   | 12   |
| Пластовский муниципальный район                           | 37   | 37   | 37   | 37   | 37   | 37   |
| Саткинский муниципальный район                            | 228  | 228  | 228  | 229  | 229  | 229  |
| Сосновский муниципальный район                            | 73   | 73   | 73   | 73   | 73   | 73   |
| Троицкий муниципальный район                              | 11   | 11   | 11   | 11   | 11   | 11   |
| Увельский муниципальный район                             | 35   | 36   | 36   | 36   | 36   | 36   |
| Уйский муниципальный район                                | 25   | 26   | 26   | 28   | 28   | 28   |
| Чебаркульский муниципальный                               | 28   | 30   | 30   | 30   | 32   | 33   |

|   |       |       |       |       |       |       |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| район                                       |       |       |       |       |       |       |
| Чесменский муниципальный район              | 11    | 11    | 11    | 11    | 11    | 11    |
| всего по муниципальным районам              | 1531  | 1536  | 1537  | 1541  | 1544  | 1547  |
| отопление                                   | 1094  | 1086  | 1079  | 1086  | 1091  | 1095  |
| вентиляция                                  | 80    | 94    | 103   | 99    | 96    | 92    |
| горячее водоснабжение                       | 122   | 123   | 123   | 123   | 124   | 124   |
| технология                                  | 235   | 233   | 232   | 233   | 234   | 235   |
| темп роста, процентов                       | 0,10  | 0,29  | 0,10  | 0,23  | 0,22  | 0,16  |
| всего тепловая нагрузка Челябинской области | 10008 | 10061 | 10117 | 10177 | 10238 | 10297 |
| отопление                                   | 6265  | 6286  | 6313  | 6354  | 6394  | 6433  |
| вентиляция                                  | 593   | 611   | 623   | 622   | 623   | 623   |
| горячее водоснабжение                       | 743   | 747   | 751   | 755   | 760   | 764   |
| технология                                  | 2406  | 2417  | 2430  | 2446  | 2461  | 2477  |

Источник: данные схем теплоснабжения поселений Челябинской области.

Следует отметить, что не во всех схемах теплоснабжения выполнены оценки приростов спроса на тепловую мощность (тепловых нагрузок потребителей). В случае отсутствия таких оценок в утвержденных схемах теплоснабжения в рамках СиПР Челябинской области формировалась модель спроса на тепловую мощность, основанная на данных ретроспективного анализа фактического прироста строительных фондов в поселениях Челябинской области, главных направлений развития территорий поселений, установленных в генеральных планах, и данных прогноза платежеспособного спроса населения на жилищные фонды.

В указанных моделях учитывались:

планируемый прирост жилищного и общественного фондов, утвержденных в генеральных планах поселений, скорректированный на фактические приросты жилищного фонда за наблюдаемый ретроспективный период (как правило, пятилетний);

заявки (на краткосрочный период в три последующих года) на подключение тепловых нагрузок к тепловым сетям теплоснабжающих организаций;

результаты муниципальных конкурсов на целевое использование земельных участков;

прогноз сноса ветхого жилья;

прогноз реализации планов и программ капитального ремонта зданий;

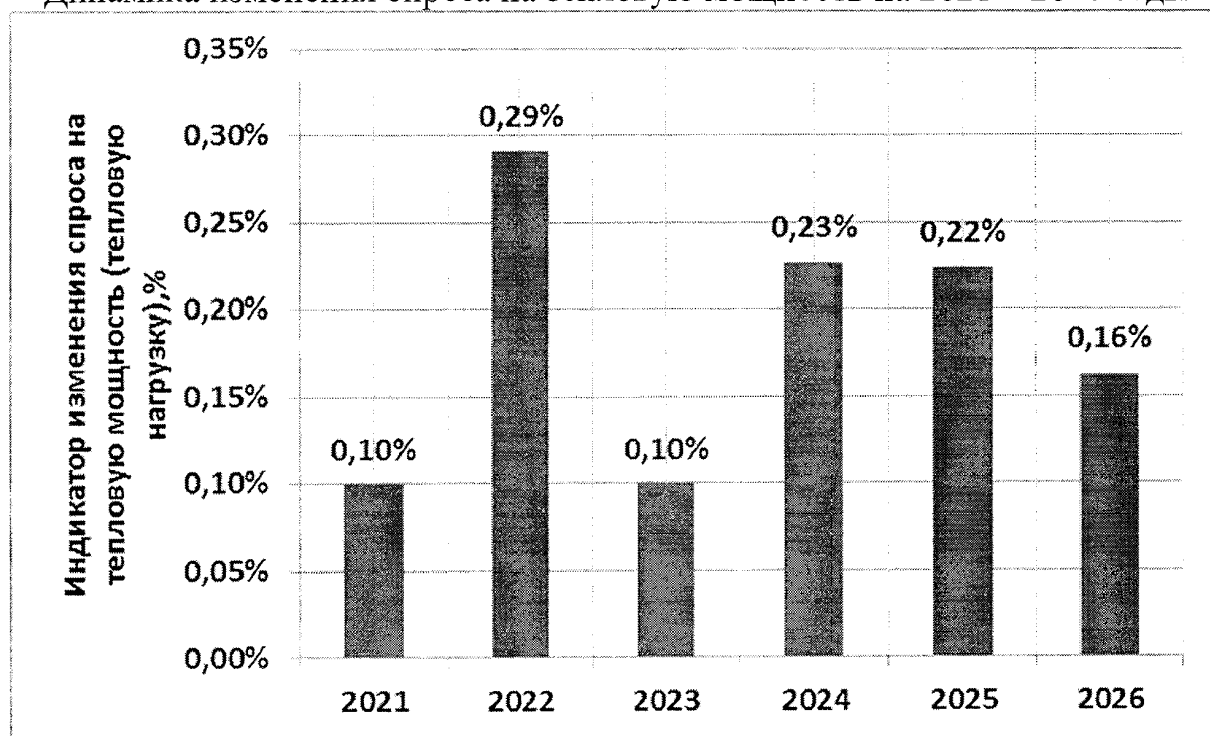
требования СП 50.1330.12 «Тепловая защита зданий» к изменению потребительских свойств строительства жилых зданий с заданным уровнем энергоэффективности.

Данные таблицы показывают, что средний темп прироста спроса на тепловую мощность в Челябинской области (рисунок 26) составит на последующую пятилетку 0,18 процентных пунктов в год. При этом рост спроса на тепловую мощность в городских округах будет обусловлен реализацией планов строительства жилищного и общественного фондов, в основном в

городе Челябинске и городе Магнитогорске. В муниципальных районах спрос на тепловую мощность будет, наоборот, сокращаться в силу постепенного перехода от учета тепловой нагрузки потребителей не по договорам теплоснабжения, а по фактически достигнутым максимумам тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой мощности.

Рисунок 26

Динамика изменения спроса на тепловую мощность на 2021 – 2026 годы



#### 84. Прогноз установленной тепловой мощности.

Анализ схем теплоснабжения показывает, что в целом по Челябинской области установленная тепловая мощность ТЭЦ будет сокращаться. При этом учтены следующие аспекты изменения установленной тепловой и электрической мощности теплофикационных турбоагрегатов ТЭЦ (ГРЭС) общего пользования:

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-1 (Т-85-90/2,5) на Троицкой ГРЭС с установленной мощностью 85 МВт(э) и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара 105 Гкал/час не осуществляется до конца прогнозного срока;

вывод из эксплуатации теплофикационного турбоагрегата ТГ-3 (Т-85-90/2,5) на Троицкой ГРЭС с установленной мощностью 85 МВт(э) и установленной тепловой мощностью регулируемых отборов пара 105 Гкал/час не осуществляется до конца прогнозного срока;

ввод в эксплуатацию энергоцентра электрической мощностью 206,8 МВт в Сосновском муниципальном районе Челябинской области на Томинском месторождении медно-порфировых руд (срок ввода – 2020 год, мощность котлов-утилизаторов и прочего теплофикационного оборудования не указана), учитывается с 2021 года.

Основание для продления срока службы ТГ-1 и ТГ-3 Троицкой ГРЭС – отсутствие вывода из эксплуатации в проекте Схемы и программы развития ЕЭС на 2021-2027 годы.

Однако в настоящее время (по состоянию февраль 2021 года) на Троицкой ГРЭС начался монтаж оборудования пуско-отопительной котельной (ПОК) с целью замещения теплоснабжения поселка Энергетик: на фундаменты установлены два водогрейных котла тепловой мощностью по 10 Гкал/час каждый. Проектом строительства ПОК предусмотрен ввод в эксплуатацию семи котлоагрегатов: 3 водогрейных и 4 паровых. Параллельно ведутся работы по устройству фундаментов под основное оборудование машинного зала. Осуществляется монтаж металлоконструкций административно-бытового корпуса ПОК. Работы проводятся в соответствии с утвержденным графиком.

Строительство объекта осуществляет победитель открытого конкурентного отбора – АО «Группа компаний «ЕКС». В соответствии с условиями договора пуско-отопительная котельная должна быть введена в эксплуатацию к отопительному периоду 2021/2022 года. В утвержденной актуализированной на 2021 год схеме теплоснабжения городского округа Троицк до 2029 года указанная тепловая мощность учитывается с отопительного периода 2021/2022 годов.

В таблице 86 приведены данные установленной тепловой мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии по действующим и планируемым к вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации турбоагрегатам ТЭЦ, ГРЭС и блок станций по заявкам собственников. Следует отметить, что форма 4 «Баланс электрической энергии и мощности электростанции поставщика электроэнергии (мощности) оптового и розничного рынка» и ее обобщение для Челябинской области содержит неполный перечень электрических станций, прежде всего, блок станций. Кроме того, учет установленной тепловой мощности по форме 4 формируется без учета установленной пиковой мощности. Разнесение в некоторых случаях пиковой тепловой мощности по блоковым привязкам не имеет методических обоснований. С учетом всего вышесказанного данные в таблице 86 содержат более подробную информацию по установленной тепловой мощности на действующих станциях Челябинской области.

Таблица 86

Прогноз установленной тепловой мощности ТЭЦ  
Челябинской области, Гкал/час

| Наименование электростанции | Показатель    | 2021 год | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год |
|-----------------------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Троицкая ГРЭС               | всего         | 210,0    | 210,0    | 210,0    | 210,0    | 210,0    | 210,0    |
|                             | турбоагрегаты | 210,0    | 210,0    | 210,0    | 210,0    | 210,0    | 210,0    |
| Южноуральская ГРЭС          | всего         | 320,0    | 320,0    | 320,0    | 320,0    | 320,0    | 320,0    |
|                             | турбоагрегаты | 320,0    | 320,0    | 320,0    | 320,0    | 320,0    | 320,0    |
| Южноуральская ГРЭС-2        | всего         | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |
|                             | турбоагрегаты | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |

|  |               |        |        |        |        |        |        |
|--|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Челябинская ТЭЦ-1                              | всего         | 711,2  | 711,2  | 711,2  | 711,2  | 711,2  | 711,2  |
|  | турбоагрегаты | 210,0  | 210,0  | 210,0  | 210,0  | 210,0  | 210,0  |
| Челябинская ТЭЦ-2                              | всего         | 956,0  | 956,0  | 956,0  | 956,0  | 956,0  | 956,0  |
|  | турбоагрегаты | 596,0  | 596,0  | 596,0  | 596,0  | 596,0  | 596,0  |
| Челябинская ТЭЦ-3                              | всего         | 1123,8 | 1123,8 | 1123,8 | 1123,8 | 1123,8 | 1123,8 |
|  | турбоагрегаты | 567,8  | 567,8  | 567,8  | 567,8  | 567,8  | 567,8  |
| Челябинская ТЭЦ-4                              | всего         | 724,6  | 724,6  | 724,6  | 724,6  | 724,6  | 724,6  |
|  | турбоагрегаты | 324,6  | 324,6  | 324,6  | 324,6  | 324,6  | 324,6  |
| Аргаяшская ТЭЦ                                 | всего         | 708,5  | 708,5  | 708,5  | 708,5  | 708,5  | 708,5  |
|  | турбоагрегаты | 708,5  | 708,5  | 708,5  | 708,5  | 708,5  | 708,5  |
| Магнитогорская ГТ ТЭЦ                          | всего         | 80,0   | 80,0   | 80,0   | 80,0   | 80,0   | 80,0   |
|  | турбоагрегаты | 40,0   | 40,0   | 40,0   | 40,0   | 40,0   | 40,0   |
| Магнитогорская ТЭЦ ПАО «ММК»                   | всего         | 720,0  | 720,0  | 720,0  | 720,0  | 720,0  | 720,0  |
|  | турбоагрегаты | 540,0  | 540,0  | 540,0  | 540,0  | 540,0  | 540,0  |
| Магнитогорская ЦЭС ПАО «ММК»                   | всего         | 670,0  | 670,0  | 670,0  | 670,0  | 670,0  | 670,0  |
|  | турбоагрегаты | 470,0  | 470,0  | 470,0  | 470,0  | 470,0  | 470,0  |
| ПВЭС-1 ПАО «ММК»                               | всего         | 70,0   | 70,0   | 70,0   | 70,0   | 70,0   | 70,0   |
|  | турбоагрегаты | 70,0   | 70,0   | 70,0   | 70,0   | 70,0   | 70,0   |
| ПВЭС-2 ПАО «ММК»                               | всего         | 340,0  | 340,0  | 340,0  | 340,0  | 340,0  | 340,0  |
|  | турбоагрегаты | 340,0  | 340,0  | 340,0  | 340,0  | 340,0  | 340,0  |
| ТЭЦ ПСЦ ПАО «ММК»                              | всего         | 120    | 120    | 120    | 120    | 120    | 120    |
|  | турбоагрегаты | 120    | 120    | 120    | 120    | 120    | 120    |
| ТЭЦ Коксохимического производства ПАО «ММК»    | всего         | 23,0   | 23,0   | 23,0   | 23,0   | 23,0   | 23,0   |
|  | турбоагрегаты | 23,0   | 23,0   | 23,0   | 23,0   | 23,0   | 23,0   |
| Тургорская ТЭЦ (ТЭЦ АО «ММЗ»)                  | всего         | 366,0  | 366,0  | 366,0  | 366,0  | 366,0  | 366,0  |
|  | турбоагрегаты | 66,0   | 66,0   | 66,0   | 66,0   | 66,0   | 66,0   |
| ТЭЦ УралАЗ АО «ЭнСер»                          | всего         | 575,0  | 575,0  | 575,0  | 575,0  | 575,0  | 575,0  |
|  | турбоагрегаты | 175,0  | 175,0  | 175,0  | 175,0  | 175,0  | 175,0  |
| ТЭЦ АО «Комбинат Магnezит»                     | всего         | 23,7   | 23,7   | 23,7   | 23,7   | 23,7   | 23,7   |
|  | турбоагрегаты | 23,7   | 23,7   | 23,7   | 23,7   | 23,7   | 23,7   |
| ЦЭС Златоустовского машиностроительного завода | всего         | 408,0  | 408,0  | 408,0  | 408,0  | 408,0  | 408,0  |
|  | турбоагрегаты | 68,0   | 68,0   | 68,0   | 68,0   | 68,0   | 68,0   |
| ТЭЦ Саткинского чугуноплавильного завода       | всего         | 20,0   | 20,0   | 20,0   | 20,0   | 20,0   | 20,0   |
|  | турбоагрегаты | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    |
| ТЭЦ ПАО «Ашинский металлургический завод»      | всего         | 178    | 178    | 178    | 178    | 178    | 178    |
|  | турбоагрегаты | 28,0   | 28,0   | 28,0   | 28,0   | 28,0   | 28,0   |
| ТЭЦ «Мечел-Энерго» (ТЭЦ ЧМК)                   | всего         | 1392,3 | 1392,3 | 1392,3 | 1392,3 | 1392,3 | 1392,3 |
|  | турбоагрегаты | 687,0  | 687,0  | 687,0  | 687,0  | 687,0  | 687,0  |
| ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»                    | всего         | 235,0  | 235,0  | 235,0  | 235,0  | 235,0  | 235,0  |
|  | турбоагрегаты | 25,0   | 25,0   | 25,0   | 25,0   | 25,0   | 25,0   |
| ГПЭС ЗАО «Карабашмедь»                         | всего         | 12,0   | 12,0   | 12,0   | 12,0   | 12,0   | 12,0   |
|  | турбоагрегаты | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    |

|       |               |        |        |        |        |        |        |
|-------|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| всего | всего         | 9987,1 | 9987,1 | 9987,1 | 9987,1 | 9987,1 | 9987,1 |
|       | турбоагрегаты | 5612,6 | 5612,6 | 5612,6 | 5612,6 | 5612,6 | 5612,6 |

В таблице 87 приведены данные полной установленной тепловой мощности ГРЭС, ТЭЦ, блок-станций и котельных Челябинской области.

Таблица 87

Прогноз установленной тепловой мощности  
Челябинской области, Гкал/час

| Наименование  | 2021<br>год | 2022<br>год | 2023<br>год | 2024<br>год | 2025<br>год | 2026<br>год |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Верхнеуфалейский городской округ                          | 259         | 259         | 259         | 259         | 259         | 259         |
| Златоустовский городской округ                            | 1507        | 1507        | 1507        | 1507        | 1507        | 1507        |
| Карабашский городской округ                               | 101         | 101         | 101         | 101         | 101         | 101         |
| Копейский городской округ                                 | 471         | 471         | 471         | 471         | 471         | 471         |
| Кыштымский городской округ                                | 135         | 135         | 135         | 135         | 135         | 135         |
| Локомотивный городской округ                              | 20          | 20          | 20          | 20          | 20          | 20          |
| Магнитогорский городской округ                            | 2404        | 2404        | 2404        | 2404        | 2404        | 2404        |
| Миасский городской округ                                  | 1066        | 1066        | 1066        | 1066        | 1066        | 1066        |
| Озерский городской округ                                  | 869         | 869         | 869         | 869         | 869         | 869         |
| Снежинский городской округ                                | 363         | 363         | 363         | 363         | 363         | 363         |
| Трехгорный городской округ                                | 335         | 335         | 335         | 335         | 335         | 335         |
| Троицкий городской округ                                  | 393         | 445         | 445         | 445         | 445         | 445         |
| Усть-Катавский городской округ                            | 116         | 116         | 116         | 116         | 116         | 116         |
| Чебаркульский городской округ                             | 356         | 356         | 356         | 356         | 356         | 356         |
| Челябинский городской округ с<br>внутригородским делением | 7871        | 7871        | 7871        | 7871        | 7871        | 7871        |
| Южноуральский городской округ                             | 332         | 332         | 332         | 332         | 332         | 332         |
| всего по городским округам                                | 16652       | 16652       | 16652       | 16652       | 16652       | 16652       |
| Агаповский муниципальный район                            | 144         | 144         | 144         | 144         | 144         | 144         |
| Аргаяшский муниципальный район                            | 50          | 50          | 50          | 50          | 50          | 50          |
| Ашинский муниципальный район                              | 395         | 395         | 395         | 395         | 395         | 395         |
| Брединский муниципальный район                            | 44          | 44          | 44          | 44          | 44          | 44          |
| Варненский муниципальный район                            | 46          | 46          | 46          | 46          | 46          | 46          |
| Верхнеуральский муниципальный район                       | 163         | 163         | 163         | 163         | 163         | 163         |
| Еманжелинский муниципальный район                         | 193         | 193         | 193         | 193         | 193         | 193         |
| Еткульский муниципальный район                            | 74          | 74          | 74          | 74          | 74          | 74          |
| Каргалинский муниципальный район                          | 160         | 160         | 160         | 160         | 160         | 160         |
| Каслинский муниципальный район                            | 196         | 196         | 196         | 196         | 196         | 196         |
| Катав-Ивановский муниципальный район                      | 163         | 163         | 163         | 163         | 163         | 163         |
| Кизильский муниципальный район                            | 22          | 22          | 22          | 22          | 22          | 22          |
| Коркинский муниципальный район                            | 198         | 198         | 198         | 198         | 198         | 198         |
| Красноармейский муниципальный район                       | 117         | 117         | 117         | 117         | 117         | 117         |
| Кунашакский муниципальный район                           | 69          | 69          | 69          | 69          | 69          | 69          |
| Кусинский муниципальный район                             | 86          | 86          | 86          | 86          | 86          | 86          |
| Нагайбакский муниципальный район                          | 64          | 64          | 64          | 64          | 64          | 64          |
| Нязепетровский муниципальный район                        | 50          | 50          | 50          | 50          | 50          | 50          |

|                                   |       |       |       |       |       |       |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Октябрьский муниципальный район   | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    |
| Пластовский муниципальный район   | 60    | 60    | 60    | 60    | 60    | 60    |
| Саткинский муниципальный район    | 561   | 561   | 561   | 561   | 561   | 561   |
| Сосновский муниципальный район    | 296   | 296   | 296   | 296   | 296   | 296   |
| Троицкий муниципальный район      | 21    | 21    | 21    | 21    | 21    | 21    |
| Увельский муниципальный район     | 69    | 69    | 69    | 69    | 69    | 69    |
| Уйский муниципальный район        | 78    | 78    | 78    | 78    | 78    | 78    |
| Чебаркульский муниципальный район | 82    | 82    | 82    | 82    | 82    | 82    |
| Чесменский                        | 32    | 32    | 32    | 32    | 32    | 32    |
| всего по муниципальным районам    | 3460  | 3460  | 3460  | 3460  | 3460  | 3460  |
| всего по Челябинской области      | 20112 | 20112 | 20112 | 20112 | 20112 | 20112 |

Предполагается, что установленная тепловая мощность в целом по Челябинской области будет оставаться на уровне 2020 года. При этом при прогнозировании учитывались следующие факторы:

снижение установленной тепловой мощности котлоагрегатов котельных, осуществляемых при их реконструкции в соответствии с актуальным спросом на тепловую мощность на основании проектов, вынесенных в утверждаемую часть схем теплоснабжения;

установленная тепловая мощность ТЭС в связи с утвержденными планами по выводу из эксплуатации турбоагрегатов в соответствии с проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 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 с проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы.

#### 85. Прогноз выработки тепловой энергии.

Прогноз выработки тепловой энергии на источниках тепловой мощности Челябинской области приведен в таблице 88.

Прогноз выработки тепловой энергии на ТЭЦ и котельных Челябинской области, тыс. Гкал

| Год  | Производство | ТЭЦ   | Прочими электростанциями | Котельные всего | Теплоутилизационные установки | Полезный отпуск с коллекторов | Потери в сетях | Всего потреблено |
|------|--------------|-------|--------------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------|------------------|
| 2021 | 40872        | 22233 | 370                      | 14844           | 3425                          | 39647                         | 3451           | 36196            |
| 2022 | 40541        | 22078 | 370                      | 14668           | 3425                          | 39326                         | 3416           | 35910            |
| 2023 | 40284        | 21923 | 370                      | 14566           | 3425                          | 39077                         | 3382           | 35695            |
| 2024 | 40488        | 21770 | 370                      | 14923           | 3425                          | 39274                         | 3365           | 35909            |
| 2025 | 40630        | 21617 | 370                      | 15217           | 3425                          | 39412                         | 3348           | 36064            |
| 2026 | 40518        | 21466 | 370                      | 15257           | 3425                          | 39304                         | 3332           | 35972            |

Источник: расчеты АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем».

При этом учтены следующие аспекты функционирования источников тепловой мощности:

загрузка по тепловой мощности вновь введенных в эксплуатацию ПГУ ТЭЦ будет увеличиваться, но незначительно;

выработка тепловой энергии на ТФУ ПГУ ТЭЦ будет увеличиваться с темпом ее загрузки и к 2026 достигнет 55 процентов от всей выработки тепловой энергии на ТЭЦ;

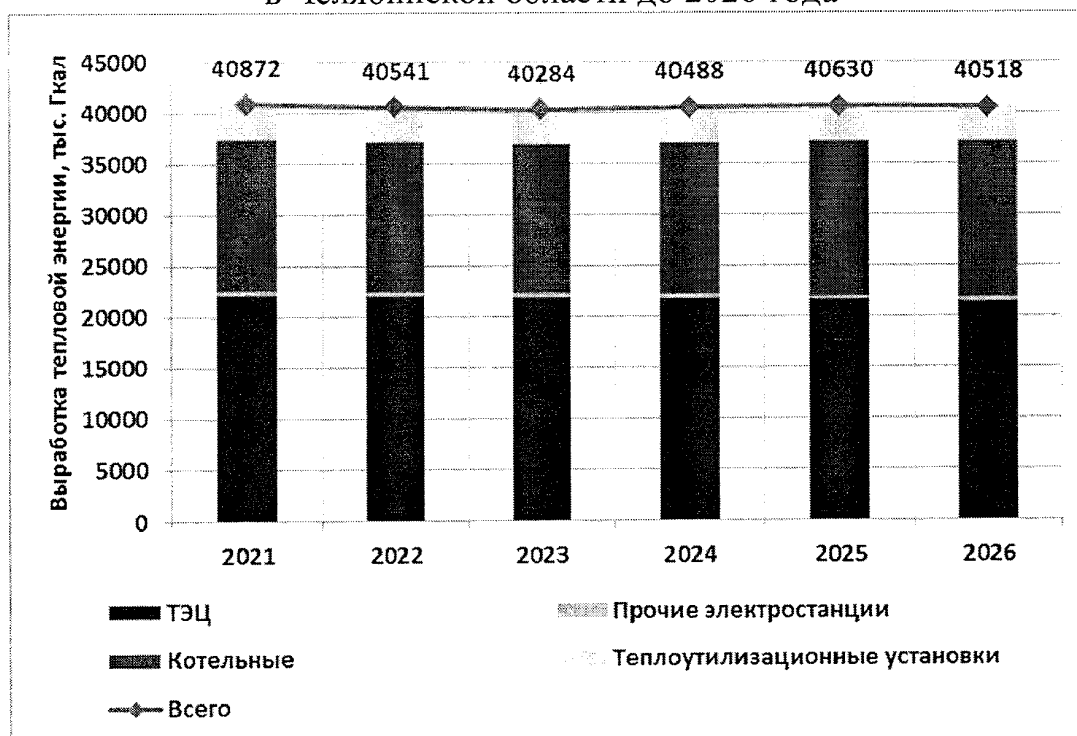
ежегодный прирост выработки тепловой энергии на ПГУ ТЭЦ составит 3,9 процента в год;

сокращение выработки тепловой энергии на ПТУ ТЭЦ составит около 3,3 процента в год;

выработка тепловой энергии на некомбинированных источниках тепловой энергии (котельных) до 2026 года будет постепенно сокращаться с темпом 0,53 процента в год.

На рисунке 27 приведены прогнозные значения выработки тепловой энергии в Челябинской области на ТЭЦ и котельных.

Прогноз выработки тепловой энергии  
в Челябинской области до 2026 года



Анализ данных, приведенных в таблице и на рисунке выше, показывает, что существенного прироста выработки тепловой энергии в комбинированном цикле вплоть до 2026 года не происходит (увеличение с 49 процентов до 51 процента).

86. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований.

В Челябинской области разработаны и утверждены схемы теплоснабжения всех поселений. В схемах теплоснабжения представлены все основные разделы, регламентируемые требованиями к схемам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», с учетом Методических указаний по разработке схем теплоснабжения утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 05.03.2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения». Содержащаяся в них информация позволяет установить:

состав существующего оборудования источников тепловой мощности, его состояние и предложения по его техническому перевооружению и реконструкции;

перспективные тепловые нагрузки (перспективный спрос на тепловую мощность и тепловую энергию) разнородных потребителей;

состав и конфигурацию тепловых сетей (линейных объектов систем теплоснабжения) и сооружений на них;

существующее потребление топлива по его видам и источникам производства тепловой энергии;

балансы установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в каждой системе централизованного теплоснабжения;

показатели энергетической эффективности действующего и проектируемого оборудования источников тепловой мощности и тепловых сетей.

Вместе с тем около 80 процентов схем теплоснабжения не содержат следующих обязательных разделов:

перспективных балансов тепловой мощности в каждой системе теплоснабжения;

надежности теплоснабжения;

ценовых последствий реализации проектов схем теплоснабжения;

предложений по источникам инвестиций в реализацию проектов схем теплоснабжения;

анализа эффективности инвестиций;

проектов по реконструкции тепловых сетей (основные проекты сосредоточены в строительстве новых котельных);

анализа возможности использования источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

целевых показателей эффективности функционирования схем теплоснабжения.

Разработанные схемы теплоснабжения (кроме схем теплоснабжения с системами теплоснабжения на базе ТЭЦ) не согласованы со СигПР Челябинской области и требуют актуализации (по крайней мере, для тех поселений, где согласно СигПР Челябинской области планируется размещение объектов генерации электроэнергии).

87. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Челябинской области.

Анализ схем теплоснабжения поселений Челябинской области в части предложений по модернизации источников систем теплоснабжения показал следующее.

Содержание большей части проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделе «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой мощности», сводится:

к замене существующих котлоагрегатов котельных на аналогичные образцы;

к замене встроенно-пристроенных и отдельно стоящих зданий котельных на блочно-модульные конструкции;

к предложениям по строительству территориально-распределенной генерации на базе коммунально-бытовой нагрузки.

Практически все проекты схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций и расчетов тарифных последствий.

Содержание большей части проектов, утвержденных в схемах теплоснабжения в разделе «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них», сводится:

к замене существующих тепловых сетей (перекладкам) с заменой подвесной теплоизоляции на теплоизоляцию заводского изготовления в пенополиуретане;

к реконструкции тепловых сетей с увеличением их диаметра.

Большинство проектов в данном разделе схем теплоснабжения не имеют технико-экономического обоснования инвестиций (источников инвестиций) и расчетов тарифных последствий, в связи с чем рассматривать данные проекты в рамках СиПР Челябинской области не представляется возможным, до момента их актуализации.

88. 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.

89. Прогноз развития энергетики Челябинской области на основе возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) и местных видов топлива.

Для оценки возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в Челябинской области необходимо оценить технически и экономически потенциалы этих источников. В таблице 89 представлена экспертная оценка потенциала развития ВИЭ в Челябинской области.

Таблица 89

## Экспертная оценка потенциала ВИЭ в Челябинской области

| Вид ВИЭ                     | Плотность экономического потенциала ВИЭ, степень важности |
|-----------------------------|---|
| ветровая                    | 2 (существенный потенциал ВИЭ)                            |
| солнечная тепловая          | 0 (потенциал отсутствует)                                 |
| солнечная фотоэлектрическая | 1 (небольшой потенциал)                                   |
| биомасса твердая            | 2 (существенный потенциал ВИЭ)                            |
| биогаз                      | 1 (небольшой потенциал)                                   |
| свалочный газ               | 2 (существенный потенциал ВИЭ)                            |
| малая гидроэнергетика       | 2 (существенный потенциал ВИЭ)                            |
| геотермальная               | 1 (небольшой потенциал)                                   |
| приливная                   | 0 (потенциал отсутствует)                                 |

Пояснения: оценка осуществляется по 4-балльной шкале от 0 до 3 в зависимости от плотности экономического потенциала ВИЭ и степени важности того или иного ВИЭ для энергосистемы Челябинской области.

#### Солнечная энергетика.

По географическому положению Челябинской области основная величина солнечной энергии поступает в летние и весенне-осенние месяцы. Так, по данным метеостанции города Челябинска, около 80 процентов солнечной энергии приходится на апрель-сентябрь и только 20 процентов – на декабрь-март. Причем из всей солнечной энергии, поступившей за декабрь-март, около 40 процентов приходится на март. Подобная картина наблюдается и для других регионов области.

На территории Челябинской области выделены следующие зоны потоков солнечной радиации:

1 зона (1200-1150 кВт·ч/кв. метр) – Брединский район, южные части Кизильского и Карталинского районов;

2 зона (1200-1250 кВт·ч/ кв. метр) — Агаповский, Чесменский, Троицкий районы, северная часть Кизильского и Карталинского районов, южная часть Октябрьского района;

3 зона (1100-1150 кВт·ч/ кв. метр) – Уйский, Верхнеуральский, Увельский, Еткульский районы, южные части Сосновского, Красноармейского и северная часть Октябрьского районов;

4 зона (1050-1100 кВт·ч/ кв. метр) – районы Чебаркульский, Аргаяшский, южная часть Кунашакского района, северная часть Сосновского и Красноармейского районов.

5 зона (менее 1050 кВт·ч/ кв. метр) – Нязепетровский, Каслинский районы, северная часть Кунашакского района.

Территории горнозаводской зоны не вошли в данную градацию, так как имеют большую географическую неоднородность.

Использование потенциала солнца для производства электроэнергии в Челябинской области в период с 2021 по 2026 годы не планируется.

#### Ветровая энергетика.

Анализ потенциала ветровой нагрузки позволил разделить всю территорию Челябинской области на четыре зоны (четыре района со значимыми различиями ветровых нагрузок), внутри которых размах варьирования по среднему значению составил 1 метр в секунду.

К первой ветровой зоне относятся горные районы, а точнее – открытые вершины хребтов, подветренные склоны, где среднемноголетние скорости ветра больше 4 метров в секунду. Рельеф района в предгорьях и горах очень разнообразный, что обуславливает большую изменчивость скорости ветра на близких расстояниях. Благодаря местной циркуляции здесь возникают горно-долинные ветры – ветры, дующие вдоль долин.

Перспективными для размещения ветроэнергетических установок являются участки с абсолютной высотой 1000 – 1200 метров. Этот район

располагает большими потенциальными ветроэнергетическими ресурсами – 28597 МДж/метр (103 МВт·ч/кв. метр) за год. К первой зоне относится Кусинский район.

Ко второй зоне относятся районы, расположенные в степной части Челябинской области, где среднегодовые скорости варьируются в интервале от 4 до 3 метров в секунду. Максимум среднегодовой скорости ветра в этой зоне не имеет характерной выраженности, хотя происходит некоторое возрастание скоростей в зимний период, а среднегодовой минимум скорости ветра наступает летом.

Суточный ход скоростей ветра характеризуется усилением в дневные часы. Среднемесячная скорость ветра является относительно стабильной и изменяется, как правило, в пределах 3,4-4,0 метра в секунду. В то же время на основании результатов наблюдений можно отметить повторяемость различных градаций скоростей ветра в разные месяцы года отклоняется от средних расчетных за 10 лет на весьма значительную величину, что может существенно влиять на суммарную выработку электроэнергии ветроагрегатом. Потенциальные ресурсы в данной зоне составляют 3600 МДж/кв. метр за год, а полезная энергия – 1260 МДж/кв. метр.

Ко второй зоне относятся Октябрьский, Троицкий, Чесменский, Варненский, Карталинский, Брединский, Кизильский, Агаповский, Увельский районы, находящиеся в степной зоне Челябинской области, а также Аргаяшский муниципальный район.

К третьей ветровой зоне относятся районы, расположенные в лесостепной зоне и частично в горно-лесной зоне. Здесь среднегодовые скорости изменяются от 3 до 2 метров в секунду. Максимум среднегодовой скорости ветра, как и во второй зоне, не имеет характерной выраженности. Суточный ход скоростей ветра усиливается в дневные часы, но потенциальные ветроэнергетические ресурсы снижаются в два раза по сравнению со второй зоной и составляют 1840 МДж/кв. метр за год. Эта зона является малоперспективной для использования энергии ветра быстроходными ветроэнергетическими установками. Здесь могут найти применение только тихоходные ветромеханические установки. Полезная утилизируемая энергия оценивается в величину 640 - 650 МДж/кв. метр в год.

К третьей ветровой зоне относятся лесостепные районы: Сосновский, Верхнеуральский, Нагайбакский муниципальные районы, а также муниципальные районы, расположенные в горно-лесной зоне среднего Урала: Каслинский и Нязепетровский муниципальные районы.

К четвертой зоне относятся районы, расположенные внутри Уральских гор (Ашинский, Катав-Ивановский, Саткинский муниципальные районы), где среднегодовые скорости не превышают 2 метров в секунду. В этой зоне отсутствуют перспективы строительства ветроэнергетических агрегатов.

Использование потенциала ветра для производства электроэнергии на крупных ветроустановках в Челябинской области в период с 2021 по 2026 годы не планируется.

Энергия биомассы.

В сельскохозяйственных районах, имеющих развитое животноводство, предприятия по заготовке леса, перерабатывающие предприятия, имеются источники значительного количества биомассы, пригодной для получения биогаза.

Биогаз – это один из продуктов анаэробного (без доступа кислорода) брожения навоза или другого вида биомассы при температуре +30-37 градусов Цельсия. В этих условиях под действием имеющихся в биомассе бактерий часть органических веществ разлагается с образованием метана (60-70 процентов), углекислого газа (30-40 процентов), небольшого количества сероводорода (0-3 процента), а также примесей водорода (аммиака и окислов азота). Биогаз не имеет неприятного запаха. Теплота сгорания 1 куб. метра биогаза достигает 25 МДж, что эквивалентно сгоранию 0,6 литра бензина, 0,85 литра спирта, 1,7 килограмма дров или использованию 1,4 кВт-ч электроэнергии. Он может использоваться также для приготовления пищи и теплоснабжения. Его можно компримировать, использовать в двигателях внутреннего сгорания, накапливать и транспортировать.

В Челябинской области имеется достаточный потенциал по производству биогаза (Таблица 90).

Таблица 90

Потенциал производства биогаза в Челябинской области на 2020-2025 годы

| Год  | Количество животных, тысяч голов | Объем биогаза, млн. кубических метров |
|------|----------------------------------|---------------------------------------|
| 2021 | 523,3                            | 1497,8                                |
| 2022 | 584,3                            | 1612,4                                |
| 2023 | 645,4                            | 1812,6                                |
| 2024 | 712,3                            | 1942,4                                |
| 2025 | 734,5                            | 2022,9                                |
| 2026 | 750,0                            | 2000,0                                |

Использование низкопотенциального тепла земли.

Оценка эффективности использования теплонасосных установок (далее именуются – ТНУ) в Челябинской области выполнена по результатам сравнения теплоснабжения эталонного городского района с установленной тепловой мощностью источника тепловой энергии в 10 Гкал/час, работающих на различных видах топлива. Выбор предпочтительного варианта выполнен на основании сравнения предельного уровня цены на тепловую энергию, поставленную потребителям, к которым относится население, проживающее и обслуживаемое в эталонном районе. Расчет предельного уровня цены на тепловую энергию выполнен в соответствии с Правилами определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на

тепловую энергию (мощность), утверждённые постановлением Правительства Российской Федерации от 15 декабря 2017 г. № 1562 «Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), и технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)».

В отличие от указанных правил, кроме рассмотренных видов топлива (природный газ, уголь и мазут) при сравнении вариантов теплоснабжения использован вариант расчета предельной цены для водогрейной котельной, использующей в качестве топлива электроэнергию и теплонасосную установку.

Сравнение выполнено для климатической зоны города Челябинска. Организация теплоснабжения с использованием теплонасосной установки остается неконкурентоспособной по отношению к котельным, работающим на любом виде органического топлива (кроме сжиженного газа), и может конкурировать только с организацией теплоснабжения с прямым использованием электроэнергии для производства тепловой энергии. Показатели тепловых насосов улучшаются, если имеется источник вторичного тепла с более высоким потенциалом, чем принятые в расчете. Расчеты эффективности представлены в таблице 91.

Результаты расчета предельной цены на тепловую энергию от источников тепловой мощности с различными видами используемого топлива

| Основные параметры расчетов                                 | Единицы измерения | Условные обозначения | Котельные |        |        |                | ТНУ    |
|---|-------------------|----------------------|-----------|--------|--------|----------------|--------|
|   |                   |                      | газ       | мазут  | уголь  | электроэнергия |        |
| установленная тепловая мощность источника                   | Гкал/час          | $Q^P$                | 10        | 10     | 10     | 10             | 10     |
| коэффициент использования установленной мощности            |                   | $K_{ИУМ}$            | 0,34      | 0,34   | 0,34   | 0,34           | 0,34   |
| коэффициент готовности                                      |                   | $K_r$                | 0,97      | 0,97   | 0,97   | 0,97           | 0,97   |
| продолжительность работы с учетом коэффициента готовности   | ч                 | $ГГ$                 | 8497      | 8497   | 8497   | 8497           | 8497   |
| объем полезного отпуска тепловой энергии                    | тыс. Гкал         | $Q^{по}$             | 29,926    | 29,926 | 29,926 | 29,926         | 29,926 |
| расходы на топливо  | тыс. рублей       | $РГ_6$               | 22687     | 44775  | 8762   | 199855         | 72675  |
| возврат капитала  | тыс. рублей       | $КР_6$               | 16176     | 21340  | 41565  | 20136          | 29017  |
| норма доходности инвестированного капитала                  | процентов         | $НД_6$               | 18,81     | 18,81  | 18,81  | 18,81          | 18,81  |
| срок возврата инвестированного капитала                     | лет               | $СВК$                | 10        | 10     | 10     | 10             | 10     |
| инвестированный капитал в базовом году                      | тыс. рублей       | $ИК_6$               | 85997     | 113452 | 220973 | 107047         | 154264 |
| величина капитальных затрат на строительство источника      | тыс. рублей       | $КЗ_6^{ист}$         | 46614     | 64616  | 127362 | 26156          | 98091  |
| величина капитальных затрат на строительство тепловых сетей | тыс. рублей       | $КЗ_6^{сет}$         | 24066     | 24066  | 24066  | 24066          | 25017  |
| величина затрат на технологическое присоединение            | тыс. рублей       | $ТП_6$               | 10017     | 7982   | 8235   | 49525          | 23856  |
| затраты за приобретение земельного участка                  | тыс. рублей       | $З_6$                | 7300      | 18980  | 61320  | 7300           | 7300   |
| расходы на налоги   | тыс. рублей       | $Н_6$                | 4980      | 6618   | 13008  | 5360           | 7681   |
| расходы по налогу на прибыль                                | тыс. рублей       | $Н_6''$              | 3804      | 5175   | 10482  | 3875           | 5503   |
| величина расходов на уплату налога на имущество за год      | тыс. рублей       | $Н_6^{им}$           | 1154      | 1386   | 2342   | 1463           | 2156   |
| величина расходов на уплату земельного налога               | тыс. рублей       | $Н_6^3$              | 22        | 57     | 184    | 22             | 22     |

|   |                 |                      |        |        |        |        |        |
|---|-----------------|----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| за год  |                 |                      |        |        |        |        |        |
| прочие расходы  | тыс. рублей     | $PP_{\sigma}$        | 4752   | 5141   | 8933   | 3913   | 6983   |
| прочие расходы при производстве тепловой энергии котельной                                | тыс. рублей     | $PP_{\sigma}^{проч}$ | 4384   | 4659   | 8016   | 3574   | 6370   |
| расходы на техническое обслуживание и ремонт основных средств                             | тыс. рублей     | $TO_{\sigma}$        | 1037   | 1311   | 2889   | 720    | 2304   |
| расходы на электроэнергию на собственные нужды котельной                                  | тыс. рублей     | $PЭ_{\sigma}$        | 1646   | 1646   | 2693   | 1421   | 1795   |
| расходы на водоподготовку и водоотведение котельной                                       | тыс. рублей     | $PВ_{\sigma}$        | 37     | 37     | 55     | 35     | 35     |
| расходы на оплату труда персонала источника и сетей                                       | тыс. рублей     | $PP_{\sigma}$        | 1665   | 1665   | 2379   | 1398   | 2236   |
| иные прочие расходы   | тыс. рублей     | $PP_{\sigma}^{иные}$ | 368    | 482    | 917    | 339    | 613    |
| составляющая, обеспечивающая компенсацию расходов на топливо                              | рублей/<br>Гкал | $PT_{\sigma}$        | 758,1  | 1496,2 | 292,8  | 6678,3 | 2428,5 |
| составляющая, обеспечивающая возврат капитальных затрат                                   | рублей/<br>Гкал | $KP_{\sigma}$        | 540,5  | 713,1  | 1388,9 | 672,8  | 969,6  |
| составляющая, обеспечивающая компенсацию расходов на уплату налогов                       | рублей/<br>Гкал | $H_{\sigma}$         | 166,4  | 221,1  | 434,7  | 179,1  | 256,7  |
| составляющая, обеспечивающая компенсацию прочих расходов                                  | рублей/<br>Гкал | $PP_{\sigma}$        | 158,8  | 171,8  | 298,5  | 130,8  | 233,3  |
| составляющая, обеспечивающая создание резерва по сомнительным долгам                      | рублей/<br>Гкал | $PD_{\sigma}$        | 32,5   | 52,0   | 48,3   | 153,2  | 77,8   |
| составляющая, обеспечивающая компенсацию отклонений фактических показателей от прогнозных | рублей/<br>Гкал | $\Delta B_{\sigma}$  | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| предельная цена на тепловую энергию   | рублей/<br>Гкал | $Ц_{\sigma}$         | 1656,3 | 2654,3 | 2463,2 | 7814,2 | 3965,9 |

### Энергия малых рек.

Челябинская область, являясь водоразделом трех бассейнов (реки Камы, реки Тобола, реки Урала), на 98 процентов представлена малыми реками, к которым отнесены равнинные реки мощностью до 2 тыс. кВт и горные реки с мощностью 1,7 тыс. кВт.

Малая гидроэнергетика может стать одним из приоритетных направлений ТЭК по обеспечению Челябинской области самостоятельной энергетической политики. Экономически обоснованным при этом являются как восстановление малых ГЭС (далее именуется – МГЭС), строительство новых МГЭС при использовании гидропотенциала водохранилищ и малых рек. Общее количество рек в Челябинской области превышает 3,5 тысячи, но абсолютное большинство их (98 процентов) относится к очень малым, длиной менее 10 километров.

В XVIII веке на Урале было построено 157 гидроустановок. По состоянию на 1860-1861 годы на всех уральских гидроустановках действовало около 1640 колес общей мощностью в 31260 лошадиных сил (23132 кВт) и около 50 гидротурбин общей мощностью 1310 лошадиных сил (9694 кВт). До сегодняшнего дня без радикальной реконструкции работает Порожская ГЭС на реке Большая Сатка, запущенная в 1908 году.

На территории Челябинской области также эксплуатируется около 392 прудов и водохранилищ с суммарным полным объемом воды более 3360 млн. кубических метров и полезным объемом более 2600 млн. кубических метров. Создаваемый плотинами этих гидроузлов напор и попуски в нижний бьеф могут быть использованы для выработки электроэнергии. Из всех гидроузлов только на Верхнеуральском (река Урал) и Порожском (река Большая Сатка) водохранилищах используется гидроэнергетический потенциал стока.

В таблице 92 представлены параметры МГЭС при водохранилищах, при которых целесообразно строительство ГЭС. Диапазоны энергии, которая может быть получена в створе гидроузла, определены по двум параметрам. Верхний предел определен по сработке полезного объема, а нижний предел – по полезной водоотдаче. Полезная водоотдача рассчитывается по 95-процентному сбросу из водохранилищ, предназначенных для водоснабжения, и 85-процентному сбросу - для целей сельского хозяйства.

Таблица 92

#### Возможные МГЭС при водохранилищах Челябинской области

| Водохранилище              | Назначение | Емкость<br>млн. кубических метров<br>(полная/полезная) | Параметры<br>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,<br>река Миасс   | ПВ        | 11/9  | 0,1-0,02 |
| Нижне Уфалейское,<br>река Уфалейка   | ПВ        | 17/8  | 0,1-0,02 |
| Южноуральское, река Увелька          | ПВ, В, РХ | 76/66 | 1,6-0,3  |
| Зюраткульское,<br>река Большая Сатка | В         | 73/58 | 2,8-1,2  |
| Всего                                | -         | -     | 24,2-4,6 |

Среди потенциальных проектов ООО «Центр энергоэффективности Интер РАО ЕЭС» – создание генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии и малой распределенной энергетики. В перспективе планируется строительство более 20 МГЭС в Челябинской области.

Таким образом, обзор имеющихся на территории Челябинской области возобновляемых источников энергии показывает, что их технический потенциал достаточен для использования с целью получения энергии. Однако в настоящий момент при отсутствии серийного отечественного оборудования экономический потенциал использования ВИЭ близок к нулю.

#### 90. Перспективный спрос на топливо.

Прогноз потребности в органическом топливе для функционирования ТЭС и котельных Челябинской области до 2026 года приведен в таблице 93. В составе ТЭС функционируют ТЭЦ и, таким образом, потребность в органическом топливе учитывает обеспечение выработки электрической энергии на КЭС и ТЭЦ и тепловой энергии на ТЭЦ.

Таблица 93

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

| Виды топливно-энергетических ресурсов       | 2021 год | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| расход топлива на ТЭС, в том числе:         | 14510    | 14813    | 14851    | 14831    | 14810    | 14822    |
| на выработку электроэнергии, в том числе    | 10246    | 10430    | 10528    | 10515    | 10647    | 10714    |
| газ природный                               | 7520     | 7716     | 7789     | 7779     | 7877     | 7927     |
| уголь                                       | 1998     | 1990     | 2009     | 2006     | 2032     | 2044     |
| нефтетопливо                                | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| газ коксовый                                | 109      | 106      | 107      | 107      | 108      | 109      |
| газ доменный                                | 620      | 617      | 623      | 622      | 630      | 634      |
| прочие виды топлива                         | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| на выработку тепловой энергии, в том числе: | 4264     | 4383     | 4324     | 4316     | 4163     | 4108     |
| газ природный                               | 2863     | 2972     | 2930     | 2930     | 2808     | 2769     |
| уголь                                       | 761      | 766      | 756      | 747      | 724      | 714      |
| нефтетопливо                                | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| газ коксовый                                | 233      | 235      | 234      | 234      | 233      | 233      |

|   |       |       |       |       |       |       |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| газ доменный  | 407   | 410   | 404   | 405   | 397   | 393   |
| прочие виды топлива                                 | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| расход топлива на котельных,<br>в том числе         | 2731  | 2801  | 2763  | 2817  | 2804  | 2792  |
| газ природный                                       | 2082  | 2151  | 2120  | 2163  | 2153  | 2143  |
| уголь   | 553   | 555   | 547   | 558   | 555   | 553   |
| 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<br>электростанций и котельных | 17241 | 17615 | 17615 | 17648 | 17614 | 17614 |
| газ природный                                       | 12465 | 12839 | 12839 | 12872 | 12839 | 12839 |
| уголь   | 3311  | 3311  | 3311  | 3311  | 3311  | 3311  |
| нефтетопливо  | 70    | 70    | 70    | 70    | 70    | 70    |
| газ коксовый  | 342   | 342   | 342   | 342   | 342   | 342   |
| газ доменный  | 1027  | 1027  | 1027  | 1027  | 1027  | 1027  |
| прочие виды топлива                                 | 26    | 26    | 26    | 26    | 26    | 26    |

Всего на выработку электроэнергии в Челябинской области в 2026 году планируется затратить 10714 тыс. тонн условного топлива (Таблица 93), что составляет 60,8 процента от общего расхода ТЭР на производство электроэнергии и тепла. На ТЭЦ на выработку тепловой энергии планируется затратить 4108 тыс. тонн условного топлива, а на котельных - 2792 тыс. тонн условного топлива.

При этом можно отметить следующие тенденции:

расход топлива на выработку тепловой энергии на ТЭЦ в целом будет снижаться в связи с сокращением тепловой нагрузки, присоединённой к ряду ТЭЦ (Троицкая ГРЭС, Челябинская ТЭЦ-1, Южноуральская ГРЭС);

удельный расход топлива на ТЭЦ на выработку тепловой энергии в связи с отнесением эффекта от комбинированной выработки на выработку электрической энергии будет изменяться незначительно и в целом останется постоянным по годам прогнозного периода;

расход топлива на котельных будет увеличиваться, несмотря на снижение полезного отпуска тепловой энергии потребителям, по следующим причинам:

увеличение потерь тепловой энергии в тепловых сетях (компенсирует снижение потребления за счет энергосбережения);

увеличение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии на котельных (старение оборудования).

## Обозначения и сокращения

|            |   |
|------------|---|
| А          | Ампер   |
| АВР        | автоматический ввод резерва                       |
| АДШС       | автоматика деления шунтирующей сети               |
| АКА        | аппаратура каналов автоматики                     |
| АНКА       | аппаратура низкочастотная каналов автоматики      |
| АО         | акционерное общество                              |
| АОПО       | автоматика ограничения перегрузки оборудования    |
| АПВ        | автоматическое повторное включение                |
| АРЛ        | автоматика разгрузки линии                        |
| АТ         | автотрансформатор                                 |
| АТГ        | автотрансформаторная группа                       |
| АЭС        | атомная электростанция                            |
| БСК        | батарея статистических конденсаторов              |
| БКЗ        | Барнаульский котельный завод                      |
| ВЛ         | воздушная линия электропередачи                   |
| В          | вольт   |
| ВИЭ (НВИЭ) | возобновляемые источники энергии (нетрадиционные) |
| ВОЛС       | волоконно-оптическая линия связи                  |
| Вт         | ватт  |
| Вт·ч       | ватт-час  |
| ВРП        | валовой региональный продукт                      |
| ВЧ-канал   | высокочастотный канал                             |
| ГАО        | графики аварийного отключения                     |
| ГОЭЛРО     | Государственная электрификация России             |
| ГОК        | горно-обогатительный комбинат                     |
| ГВт        | гигаватт  |
| г/кВт·ч    | грамм на киловатт-час                             |
| ГПП        | главная понижающая подстанция                     |
| ГПУ        | газопоршневая установка                           |
| ГПЭС       | газопоршневая электростанция                      |
| Гц         | герц  |
| ГРП        | газораспределительный пункт                       |
| ГРЭС       | городская районная электростанция                 |
| Гкал/час   | гигакалорий в час                                 |
| ГТ ТЭЦ     | газотурбинная ТЭЦ                                 |
| ГТУ        | газотурбинная установка                           |
| ГЭС        | гидроэлектростанция                               |
| ДДТН       | длительно допустимая токовая нагрузка             |
| ДКЗ        | Дорогобужский котельный завод                     |
| ДПМ        | договор поставки мощности                         |

|                  |   |
|------------------|---|
| ЕТЛ              | аппаратура ВЧ-связи серии ЕТЛ                                   |
| ЕТЭБ             | единый топливно-энергетический баланс                           |
| ЕЭС              | единая энергетическая система                                   |
| ЕНЭС             | единая национальная (общероссийская) электрическая сеть         |
| ЖКХ              | жилищно-коммунальное хозяйство                                  |
| ЗАО              | закрытое акционерное общество                                   |
| ЗАТО             | закрытое административно-территориальное образование            |
| ЗМЗ              | Златоустовский металлургический завод                           |
| ЗСО              | Завод имени Серго Орджоникидзе                                  |
| ЗЭМЗ             | Златоустовский электрометаллургический завод                    |
| ИТП              | индивидуальный тепловой пункт                                   |
| ИРМ              | источник реактивной мощности                                    |
| $I_{\text{доп}}$ | 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             | коэффициент использования установленной мощности                |
| КЛ               | кабельная линия электропередачи                                 |
| КМЭЗ             | Кыштымский медеэлектролитный завод                              |
| КПД              | коэффициент полезного действия                                  |
| КРУ              | комплектное распределительное устройство                        |
| КРУН             | комплектное распределительное устройство наружной установки     |
| КРУЭ             | комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией |
| КС               | контролируемое сечение  |
| КТЗ              | Калужский турбинный завод                                       |
| КТП              | комплектная трансформаторная подстанция                         |
| КТПБ             | комплектная трансформаторная подстанция блочная                 |
| КЭС              | конденсационная электростанция                                  |
| кВт              | киловатт  |
| кВ               | киловольт   |
| кВА              | киловольт-ампер   |
| кВт·ч            | киловатт-час  |
| л.с.             | лошадиная сила  |
| ЛМЗ              | Ленинградский металлический завод                               |
| ЛЭП              | линия электропередачи   |
| Мвар (МВА Р)     | мегавар (мегавольт-ампер реактивный)                            |
| МГЭС             | малые ГЭС   |
| МДж              | мегаджоуль  |

|            |  |
|------------|--|
| МДП        | максимально допустимый переток                     |
| МЭС        | межсистемные электрические сети                    |
| МВт        | мегаватт   |
| МВА        | мегавольт-ампер (тысяча киловольт-ампер)           |
| МВт·ч      | мегаватт-час                                       |
| млн.       | миллион  |
| млрд.      | миллиард   |
| МВ         | масляный выключатель                               |
| МКЭУ       | модульная когенерационная энергетическая установка |
| ММК        | Магнитогорский металлургический комбинат           |
| МММЗ       | Миньярский метизно-металлургический завод          |
| МРСК       | межрегиональная сетевая компания                   |
| МТЭЦ       | Магнитогорская ТЭЦ                                 |
| МЦЭС       | Магнитогорская ЦЭС                                 |
| н/д        | данные не предоставлены собственником              |
| НН         | низкое напряжение                                  |
| НТД        | нормативно-техническая документация                |
| ОАО        | открытое акционерное общество                      |
| ОГ         | отключение генерации                               |
| ОН         | отключение нагрузки                                |
| ООО        | общество с ограниченной ответственностью           |
| ОЭС        | объединенная энергетическая система                |
| ОРУ        | открытое распределительное устройство              |
| ОРЭМ       | оптовый рынок электрической энергии и мощности     |
| отп.       | отпайка  |
| ПА         | противоаварийная автоматика                        |
| ПАО        | публичное акционерное общество                     |
| ПВЭС       | паровоздуховная электростанция                     |
| ПГУ        | парогазовая установка                              |
| ПИР        | проектно-изыскательские работы                     |
| ПС         | электрическая подстанция                           |
| ПСЦ        | паросиловой цех                                    |
| ПМЭС       | предприятие магистральных электрических сетей      |
| ПТУ        | паротурбинная установка                            |
| ПУЭ        | правила устройства электроустановок                |
| ПЭР        | преобразование в другие виды энергоресурсов        |
| $P_{min}$  | минимальная мощность                               |
| $P_{link}$ | аппаратура ВЧ-связи серии $P_{link}$               |
| РИП        | региональный индустриальный парк                   |
| РУ         | распределительное устройство                       |
| РДУ        | региональное диспетчерское управление              |
| РЗА        | релейная защита и автоматика                       |

|          |   |
|----------|---|
| РПН      | переключатель регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой |
| РП       | распределительный пункт   |
| САОН     | специальная автоматика отключения нагрузки                          |
| СВ       | секционный выключатель  |
| СВМ      | схема выдачи мощности   |
| СЗК      | северо-западная котельная   |
| Сиб. ПП  | Сибайский переключательный пункт                                    |
| СКРМ     | средство компенсации реактивной мощности                            |
| СМР      | строительно-монтажные работы  |
| СН       | собственные нужды   |
| СНиП     | строительные нормы и правила  |
| СШ       | система шин   |
| СУГ      | сжиженные углеводородные газы                                       |
| СЦТ      | система центрального теплоснабжения                                 |
| СЭС      | солнечные электростанции  |
| ТГ       | турбогенератор  |
| ТКЗ      | Таганрогский котельный завод  |
| ТМЗ      | Троицкий металлургический завод                                     |
| ТНУ      | теплонасосные установки   |
| ТОСЭР    | территория опережающего социально-экономического развития           |
| ТП       | трансформаторная подстанция   |
| ТСО      | территориальная сетевая организация                                 |
| ТЭБ      | топливно-энергетический баланс                                      |
| ТЭК      | топливно-энергетический комплекс                                    |
| ТЭР      | топливно-энергетические ресурсы                                     |
| ТЭС      | тепловая электростанция   |
| ТЭЦ      | теплоэлектроцентраль (теплофикационная электростанция)              |
| ТЭЦ-ПВЭС | теплоэлектроцентраль-паровоздуходувная станция                      |
| ТСН      | трансформатор собственных нужд                                      |
| ТТ       | трансформатор тока  |
| ТЭ       | тепловая энергия  |
| ТУ на ТП | технические условия на технологическое присоединение                |
| ТФУ      | теплофикационная установка  |
| т/ч      | тонн в час  |
| УЗРМО    | ООО «Уфалейский завод металлоизделий»                               |
| УКВЗ     | Усть-Катавский вагоностроительный завод                             |
| УНЦ      | укрупненные нормативы цен   |
| УПАСК    | устройство передачи аварийных сигналов и команд                     |
| УПК-Ц    | устройство передачи команд противоаварийной автоматики              |

|   |   |
|---|---|
| УТЗ, УТМЗ   | Уральский турбинный завод, Уральский турбомоторный завод  |
| УТМ   | установленная тепловая мощность   |
| УТМТ  | установленная тепловая мощность теплофикационная  |
| УЭМ   | установленная электрическая мощность  |
| ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина» | Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е. И. Забабахина |
| ФГУП «ПО «Маяк»                                     | Федеральное государственное унитарное предприятие «Производственное объединение «Маяк»  |
| ФЕР   | федеральные единичные расценки  |
| ФОЛ   | фиксация отключения линии   |
| ФСК ЕЭС   | Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы  |
| ХТЗ, ХТГЗ   | Харьковский турбинный завод, Харьковский турбогенераторный завод  |
| ЦРП   | центральный распределительный пункт   |
| ЦСПА  | централизованная система противоаварийного управления   |
| ЦЭС   | Центральные электрические сети  |
| ЧАМЗ  | Челябинский автомеханический завод  |
| ЧМК   | Челябинский металлургический комбинат   |
| ЧТЗ   | Челябинский тракторный завод  |
| ЧТЭЦ  | Челябинская тепловая электроцентраль  |
| ЧФЗ   | Челябинский ферросплавный завод   |
| ЧЭМК  | Челябинский электрометаллургический комбинат  |
| ЧЭРЗ  | Челябинский электровозоремонтный завод  |
| ШСВ   | шиносоединительный выключатель  |
| Электросила   | Завод «Электросила», город Санкт-Петербург  |
| Электротяжмаш                                       | Государственное предприятие «Завод «Электротяжмаш», город Харьков   |
| НВС   | Харбинская котлостроительная компания   |
| НЕС   | Харбинская электромашиностроительная компания   |
| НТС   | Харбинская турбостроительная компания   |