



УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

21 октября 2020 года

№ 154

г. Омск

О Программе развития электроэнергетики в Омской области на 2020 – 2024 годы

В соответствии с пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823, постановляю:

1. Утвердить прилагаемую Программу развития электроэнергетики в Омской области на 2020 – 2024 годы.
2. Признать утратившим силу Указ Губернатора Омской области от 29 апреля 2019 года № 61 «О Программе развития электроэнергетики в Омской области на 2019 – 2023 годы».

Исполняющий обязанности
Губернатора Омской области

В.П. Бойко

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики в Омской области на 2020 – 2024 годы

1. ПАСПОРТ

Программы развития электроэнергетики в Омской области на 2020 – 2024 годы

Наименование	Программа развития электроэнергетики в Омской области на 2020 – 2024 годы (далее – Программа)
Цели	<ol style="list-style-type: none"> 1. Развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей. 2. Обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность. 3. Формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики
Задачи	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обеспечение надежного функционирования энергетической системы Омской области в долгосрочной перспективе. 2. Обеспечение баланса между производством и потреблением электрической энергии и мощности в энергетической системе Омской области, в том числе предотвращение ограничения пропускной способности электрических сетей. 3. Скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей. 4. Информационное обеспечение деятельности органов государственной власти Омской области при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, инвесторов. 5. Обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, Схемы территориального планирования Омской области
Срок реализации	2020 – 2024 годы

Перечень основных разделов	Введение. Основные положения Программы. Схема развития электроэнергетики Омской области. Объемы производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области. Развитие системы теплоснабжения в Омской области. Топливообеспечение энергоисточников
----------------------------	--

2. Введение

2.1. Социально-экономическое положение Омской области и реализация в регионе крупных инвестиционных проектов

Омская область расположена на юге Западно-Сибирской равнины и граничит на западе и севере с Тюменской областью, на востоке – с Томской и Новосибирской областями, на юге и юго-западе – с Республикой Казахстан.

Территория Омской области занимает площадь 141,1 тыс. кв.км и простирается с севера на юг более чем на 600 км, с запада на восток – на 300 км. Расстояние от города Москвы до города Омска – 2555 км.

Численность населения Омской области на 1 января 2020 года – 1926,7 тыс. человек. Доля городского населения в общей численности населения – 72,9 процента, в сельской местности проживает 27,1 процента населения.

Национальный состав населения Омской области представлен более чем 120 национальностями, из которых к наиболее многочисленным относятся (по данным Всероссийской переписи населения 2010 года): русские – 85,8 процента, казахи – 4,1 процента, украинцы – 2,7 процента, немцы – 2,6 процента, татары – 2,2 процента, прочие – 2,6 процента.

Население Омской области проживает в 6 городах, 20 рабочих и 1 дачном поселке, 1477 сельских населенных пунктах.

Крупные населенные пункты: административный центр – муниципальное образование городской округ город Омск Омской области (далее – город Омск) (1154,5 тыс. человек), город Тара (28,2 тыс. человек), город Исилькуль (22,4 тыс. человек), город Калачинск (22,6 тыс. человек), город Называевск (10,9 тыс. человек), город Тюкалинск (10,3 тыс. человек).

Основу экономики Омской области традиционно составляют развитые высокотехнологичные обрабатывающие производства, в состав которых входят организации химического и нефтехимического комплекса, нефтепереработки, производства пищевых продуктов, строительных материалов, машиностроения, лесопереработки.

Одним из ведущих секторов экономики Омской области является промышленный комплекс региона, который формирует около 40 процентов объемов валового регионального продукта и налоговых поступлений в консолидированный бюджет. В нем сосредоточено свыше трети региональных основных фондов, занято более 20 процентов работающего населения Омской

области, на развитие промышленности ежегодно направляется около половины объема всех инвестиций в регионе.

Основные промышленные предприятия, обуславливающие специализацию экономики Омской области, сосредоточены в административном центре – городе Омске. Около 90 процентов объемов в промышленности создается крупными и средними организациями (порядка 300 организаций), до 10 процентов приходится на долю малого бизнеса.

Омская область – один из крупнейших центров нефтеперерабатывающей, химической и нефтехимической промышленности в Российской Федерации.

Основа нефтеперерабатывающего комплекса Омской области – Омский нефтеперерабатывающий завод (основан в 1955 году) – один из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов в России. Предприятие занимает лидирующее положение по набору технологических процессов и глубине переработки нефти, которая составляет более 90 процентов. Проводится модернизация Омского нефтеперерабатывающего завода – реализуется проект по производству катализаторов каталитического крекинга и гидропроцессов.

Одной из ключевых составляющих обрабатывающих производств Омской области является машиностроительный комплекс, в составе которого около 30 организаций, обладающих высокотехнологичным производством и современной отраслевой наукой.

Здесь сосредоточены производства по выпуску значительного объема высокотехнологичной, наукоемкой продукции, а также сконцентрирован наиболее многочисленный слой высококвалифицированных рабочих и специалистов. Предприятия машиностроительного комплекса Омской области создают конкурентоспособную продукцию различного вида, в том числе ракетно-космическую, авиационную, бронетехнику, электронную, транспортную, медицинскую, для сельского хозяйства, топливно-энергетического и жилищно-коммунального комплексов.

Ведущие позиции среди машиностроительных организаций Омского региона занимают государственные предприятия – «Производственное объединение «Полет» – филиал акционерного общества «Государственный космический научно-производственный центр им. М.В. Хруничева» (далее – «ПО «Полет» – филиал АО «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»), филиал акционерного общества «Объединенная двигателестроительная корпорация» «Омское моторостроительное объединение им. П.И. Баранова» (далее – филиал АО «ОДК» «ОМО им. П.И. Баранова») и акционерное общество «Омский завод транспортного машиностроения» (далее – АО «Омский завод транспортного машиностроения»).

Крупнейшие инвестиционные проекты в машиностроении реализуются:

1) акционерным обществом «Омское производственное объединение «Иртыш» (далее – АО «ОмПО «Иртыш»);

2) акционерным обществом «Омский научно-исследовательский институт приборостроения»;

3) «ПО «Полет» – филиал АО «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева».

В рамках развития нефтегазодобывающей промышленности Омской области ведется разработка и добыча углеводородного сырья на Тевризском газоконденсатном месторождении (далее – ТГКМ).

В 2011 году Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра) утвердила запасы природного газа и газового конденсата ТГКМ в количестве 526 млн. куб.м и 10 тыс. тонн соответственно. Обустройство и промышленная добыча природного газа на ТГКМ позволили газифицировать три северных района Омской области – Тевризский, Знаменский, Тарский – с опережением на несколько лет до строительства магистрального трубопровода природного газа «Саргатское – Большеречье – Тара».

Инновационный потенциал промышленности Омской области в последние годы растет не только за счет освоения новых видов продукции на действующих производствах и начавшегося технического перевооружения предприятий, но и за счет строительства и ввода в эксплуатацию новых предприятий с современными технологиями.

Организованы производства лифтов нового поколения, низковольтной аппаратуры, стекольной продукции, глубокой переработки древесины и изготовление высококачественных заготовок для мебели.

Создана инновационная, конкурентоспособная продукция – вездеход на воздушной подушке «Арктика», интеллектуальные системы добычи нефти и газа «Сократ», ресурсосберегающая система учета и управления энергоресурсами, сверхлегкая многоцелевая авиация (дельталеты), элементная база с микро- и нанотехнологиями для использования в радиотехнических устройствах и системах, уникальные изделия из техуглерода, а также катализаторы для нефтепереработки.

Введены в эксплуатацию завод по производству шпона и фанеры, первый в России завод по производству медицинской хирургической гигроскопичной ваты из льноволокна, завод по производству полипропилена, завод по изготовлению котельного и вспомогательного теплотехнического оборудования торговой марки «LAVART», а также нестандартного оборудования для нефтегазовой отрасли.

Планируется дальнейшее внедрение крупных технологических инноваций в нефтеперерабатывающее и шинное производство, создание промышленных и сельскохозяйственных парков.

2.2. Энергетическая система Омской области

Энергетическая система Омской области является инфраструктурной основой региональной экономики, не только обеспечивающей жизнедеятельность всех отраслей, но и во многом определяющей формирование параметров социально-экономического развития Омской области.

Доля энергетики в общем объеме промышленной продукции Омской области составляет более 12 процентов.

Крупнейшими предприятиями и организациями, составляющими основу энергетической системы Омской области, являются:

1) акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 11» (далее – АО «ТГК-11»);

2) акционерное общество «Омские распределительные тепловые сети» (далее – АО «Омск РТС»);

3) филиал публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (далее – ПАО «ФСК ЕЭС») – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей;

4) филиал публичного акционерного общества «Россети Сибирь» (далее – ПАО «Россети Сибирь») – «Омскэнерго»;

5) филиал акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Омской области»;

6) муниципальное предприятие города Омска «Тепловая компания» (далее – МП города Омска «Тепловая компания»);

7) акционерное общество «Омскэлектро» (далее – АО «Омскэлектро»);

8) акционерное общество «Электротехнический комплекс» (далее – АО «Электротехнический комплекс»);

9) общество с ограниченной ответственностью «Теплогенерирующий комплекс» (далее – ООО «Теплогенерирующий комплекс»).

Обслуживание потребителей электрической энергии на территории Омской области осуществляет общество с ограниченной ответственностью «Омская энергосбытовая компания» (далее – ООО «Омская энергосбытовая компания»). Статус гарантирующего поставщика электрической энергии на территории Омской области ООО «Омская энергосбытовая компания» присвоен в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2019 года № 1300 с 1 января 2020 года.

ООО «Омская энергосбытовая компания» зарегистрировано как юридическое лицо 11 февраля 2014 года.

Кроме того, на территории Омской области действуют независимые энергосбытовые компании, которыми осуществляется поставка электрической энергии крупным потребителям:

1) акционерное общество «Газпром энергосбыт» осуществляет поставку для акционерного общества «Газпромнефть – ОНПЗ» (далее – АО «Газпромнефть – ОНПЗ»);

2) общество с ограниченной ответственностью «Русэнергосбыт» осуществляет поставку для Омского отделения Западно-Сибирской железной дороги – филиала открытого акционерного общества «Российские железные дороги» (далее – ОАО «РЖД»), Свердловской железной дороги – филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области, а также акционерного общества «САН ИнБев» (далее – АО «САН ИнБев»);

3) общество с ограниченной ответственностью «МАРЭМ+» осуществляет поставку для акционерного общества «ОмскВодоканал» (далее – АО «ОмскВодоканал»);

4) общество с ограниченной ответственностью «Русэнергоресурс» осуществляет поставку для акционерного общества «Транснефть – Сибирь»;

5) общество с ограниченной ответственностью «ТранснефтьЭнерго» осуществляет поставку для акционерного общества «Транснефть – Западная Сибирь», акционерного общества «Транснефть – Урал»;

6) общество с ограниченной ответственностью «Лукойл-Энергосервис» осуществляет поставку для акционерного общества «Омский каучук» (далее – АО «Омский каучук»);

7) акционерное общество «Система» осуществляет поставку для общества с ограниченной ответственностью «Сибкриопродукт»;

8) общество с ограниченной ответственностью «Русэнерго» осуществляет поставку для общества с ограниченной ответственностью «Омский стекольный завод»;

9) общество с ограниченной ответственностью «МагнитЭнерго» осуществляет поставку для акционерного общества «Тандер»;

10) публичное акционерное общество «Мосэнергосбыт» осуществляет поставку для общества с ограниченной ответственностью «Метро Кэш энд Керри», публичного акционерного общества «Сбербанк России», филиала общества с ограниченной ответственностью «Юнилевер Русь»;

11) общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «Сбыт Трейдинг Инновации» осуществляет поставку для АО «Омский завод транспортного машиностроения»;

12) общество с ограниченной ответственностью «Центрэнерго» осуществляет поставку для акционерного общества «Омскшина» (далее – АО «Омскшина»);

13) общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант» осуществляет поставку для общества с ограниченной ответственностью «Омский завод трубной изоляции»;

14) акционерное общество «Петроэлектросбыт» осуществляет поставку для акционерного общества «Омский бекон» и акционерного общества «ЛКЗ».

Электроснабжение потребителей в Омской области осуществляется на 57 – 66 процентов от теплоэлектроцентралей (далее – ТЭЦ) АО «ТГК-11» и блок-станций промышленных предприятий, а также на 34 – 43 процента за счет перетока из Единой энергетической системы России. Межсистемный переток осуществляется через подстанции 500 кВ Таврическая, Восход и Иртышская по линиям электропередачи 500 кВ, 220 кВ, 110 кВ и подстанцию 110 кВ Валерино по двум линиям электропередачи 110 кВ.

Подстанция 500 кВ Таврическая и подстанция 500 кВ Восход являются основными питающими центрами, обеспечивающими большую часть перетока электрической энергии в энергетическую систему Омской области из Единой энергетической системы России.

Загрузка омских ТЭЦ АО «ТГК-11» (и, соответственно, динамика доли выработки электрической энергии омскими электростанциями в общем объеме электропотребления) определяется механизмами оптового рынка электрической энергии и мощности, а также режимами работы энергетической системы

Омской области, объединенной энергетической системы Сибири и Единой энергетической системы России.

Так, в 2014 году омскими ТЭЦ и блок-станциями промышленных предприятий выработано 7061,1 млн. кВт.ч электрической энергии при уровне электропотребления 10992,5 млн. кВт.ч (доля собственной выработки – 64,2 процента).

В 2015 году омскими ТЭЦ и блок-станциями промышленных предприятий выработано 7194,6 млн. кВт.ч электрической энергии при уровне электропотребления 10880,8 млн. кВт.ч (доля собственной выработки увеличилась до 66,1 процента).

В 2016 году произошло снижение (по сравнению с 2015 годом) объема электрической энергии, выработанной омскими ТЭЦ и блок-станциями промышленных предприятий, который составил 6876,4 млн. кВт.ч при снижении общего уровня электропотребления на 0,2 процента – до 10862,4 млн. кВт.ч (доля собственной выработки снизилась до 63,3 процента).

В 2017 году доля выработки электрической энергии омскими ТЭЦ и блок-станциями промышленных предприятий (собственная выработка) увеличилась до 64,4 процента по сравнению с 2016 годом и составила 6956,5 млн. кВт.ч (при снижении общего уровня электропотребления в Омской области до 10806,9 млн. кВт.ч).

В 2018 году произошло снижение (по сравнению с 2017 годом) объема электрической энергии, выработанной омскими ТЭЦ и блок-станциями промышленных предприятий, который составил 6625,5 млн. кВт.ч при увеличении общего уровня электропотребления на 1,9 процента – до 11015,0 млн. кВт.ч (доля собственной выработки снизилась до 60,2 процента).

В 2019 году омские ТЭЦ и блок-станции промышленных предприятий суммарно выработали 6130,5 млн. кВт.ч, что составило 57,4 процента от потребления.

В настоящее время в Омской области продолжается реализация ряда энергоемких инновационных проектов, в том числе реализация проектов на региональных предприятиях оборонно-промышленного комплекса.

Темпы развития промышленного потенциала, жилищного комплекса Омской области в настоящее время требуют опережающего развития энергетической инфраструктуры.

Приоритетным проектом 2018 года по развитию магистральных электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС», включенным в схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2018 – 2024 годы, утвержденную приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2018 года № 121 (далее – Схема и программа развития ЕЭС России), являлось строительство подстанции 500 кВ Восход с заходами линий электропередачи 500 кВ и 220 кВ, реализация которого позволила обеспечить надежное электроснабжение потребителей в Омской области, усилить существующие электрические связи энергетической системы Омской области с Единой энергетической системой России.

Строительство подстанции 500 кВ Восход начато во втором квартале 2011 года. 20 июля 2015 года введено в эксплуатацию открытое распределительное устройство 500 кВ строящейся подстанции 500 кВ Восход с автотрансформатором 500/220 кВ, к подстанции подключена новая линия электропередачи 500 кВ Восход – Витязь, которая соединяет объединенные энергетические системы Сибири и Урала по территории России, а также выполнен заход линии электропередачи ВЛ 500 кВ Барабинская – Таврическая на подстанцию 500 кВ Восход.

В 2018 году завершено строительство распределительного устройства 220 кВ и заходов линий электропередачи 220 кВ на подстанцию 500 кВ Восход.

В целях увеличения потребляемой мощности и обеспечения надежности электроснабжения электроустановок АО «Газпромнефть – ОНПЗ» в марте 2018 года осуществлена реконструкция подстанции 220 кВ Ароматика с увеличением трансформаторной мощности (с заменой силовых трансформаторов). В 2018 году завершен проект по реконструкции подстанции 220 кВ Нефтезаводская.

Одним из крупнейших проектов, реализация которого была предусмотрена для развития энергетической системы Омской области, являлась реконструкция Омской ТЭЦ-3.

Основной вариант реконструкции Омской ТЭЦ-3 – внедрение парогазовой установки с последующей модернизацией оборудования второй очереди станции. Запуск в эксплуатацию парогазовой установки мощностью 85,2 МВт на Омской ТЭЦ-3 осуществлен 13 июня 2013 года.

В 2014 – 2015 годах выполнена модернизация оборудования второй очереди Омской ТЭЦ-3.

Запланированные этапы модернизации Омской ТЭЦ-3 завершены в 2016 году. 23 декабря 2016 года введен в эксплуатацию турбоагрегат мощностью 120 МВт (взамен демонтированного турбоагрегата станционный номер (далее – ст. №) 10).

В целях обеспечения схемы выдачи мощности Омской ТЭЦ-3, с учетом вновь введенного турбоагрегата мощностью 120 МВт филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» в 2017 году завершена работа по строительству и вводу в эксплуатацию двухцепной кабельно-воздушной линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3.

В части развития распределительной электросетевой инфраструктуры в Омской области с 2009 года ведется постоянная работа по формированию, утверждению и корректировке инвестиционной программы филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 25 декабря 2019 года № 29@ «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «МРСК Сибири» на 2020 – 2024 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Сибири», утвержденную приказом Минэнерго России от 20.12.2018 № 25@» утверждена инвестиционная программа электросетевой компании, положения которой учитывались при формировании Программы.

3. Основные положения Программы

Программа определяет основные направления строительства, реконструкции и модернизации генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры в Омской области на 2020 – 2024 годы, обеспечивающие стабильное функционирование электроэнергетического комплекса Омской области в условиях реформирования энергетических рынков и жилищно-коммунального комплекса, реализации программ жилищного строительства и объектов социально-культурной сферы, развития промышленного комплекса Омской области.

Программа разработана в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», с учетом положений Схемы и программы развития ЕЭС России, схемы теплоснабжения города Омска до 2033 года, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17 октября 2018 года № 895 (далее – Схема теплоснабжения города Омска).

При разработке Программы использованы материалы Комплексной программы развития электрических сетей 35 кВ и выше филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» на территории ПАО «Россети Сибирь» – Омская область на пятилетний период 2020 – 2024 годов.

Основными принципами формирования Программы являются:

1) экономическая эффективность решений, основанная на оптимизации режимов работы энергетической системы Омской области, в том числе:

- использовании парогазовых циклов при производстве электрической энергии;

- сокращении удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии;

- повышении коэффициента полезного действия имеющегося энергетического оборудования;

- снижении потерь в электрических и тепловых сетях;

2) применение новых технологических решений;

3) скоординированное развитие в Омской области магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры, генерирующих мощностей, соответствующее инвестиционным программам развития субъектов электроэнергетики, расположенных на территории Омской области;

4) публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

4. Схема развития электроэнергетики Омской области

4.1. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

Основу электросетевого комплекса Омской области (110 кВ и выше) составляют линии электропередачи и подстанции филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей и филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Карта-схема электросетевого комплекса Омской области с перспективой развития до 2024 года приведена в приложениях № 1 – 4 к Программе.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей является структурным подразделением ПАО «ФСК ЕЭС» (город Москва), осуществляющим эксплуатацию и централизованное техническое обслуживание линий электропередачи и подстанций напряжением 110 – 220 – 500 кВ.

Открытое акционерное общество «ФСК ЕЭС» (далее – ОАО «ФСК ЕЭС») образовано 25 июня 2002 года в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью с целью ее сохранения и развития.

Созданные в 1997 году Межсистемные электрические сети Сибири в 2002 году были преобразованы в филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Сибири с формированием филиалов, в том числе филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Омское предприятие магистральных электрических сетей.

26 июня 2015 года организационно-правовая форма предприятия изменена с ОАО «ФСК ЕЭС» на ПАО «ФСК ЕЭС».

В 2016 году ПАО «ФСК ЕЭС» проведены структурные изменения в составе филиалов компании, в результате которых филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Омское предприятие магистральных электрических сетей был объединен с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей. Центр управления предприятием перенесен в город Барнаул Алтайского края.

В итоге структурных преобразований в зону обслуживания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей включены Алтайский край, Новосибирская и Омская области.

На территории Омской области к объектам филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей относятся:

- 1) три подстанции 500 кВ – Таврическая, Иртышская, Восход;
- 2) пять подстанций 220 кВ – Лузино, Московка, Ульяновская, Называевская, Загородная;

3) семь воздушных линий электропередачи напряжением 500 кВ (ВЛ 500 кВ) общей протяженностью 845,474 км;

4) девятнадцать воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ (ВЛ 220 кВ) общей протяженностью 821,24 км;

5) три воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ (ВЛ 110 кВ) общей протяженностью 68,87 км.

Подстанции 110 кВ Юбилейная и Полтавская с 1 апреля 2019 года переданы от филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей в эксплуатационное обслуживание филиалу ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Перечень существующих линий электропередачи и подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей с техническими характеристиками оборудования приведен в приложениях № 5, 6 к Программе.

ПАО «Россети Сибирь» – крупнейшая распределительная сетевая компания на территории Сибирского федерального округа, осуществляющая транспортировку электрической энергии по распределительным сетям на территориях республик Алтай, Бурятия, Хакасия и Тыва, Алтайского, Забайкальского, Красноярского краев, Кемеровской и Омской областей.

Компания образована в 2005 году в целях эффективного управления распределительным электросетевым комплексом Сибири.

Основными функциями филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» являются транспортировка электрической энергии от электростанций и с оптового рынка потребителям, техническое обслуживание электрических сетей и подстанций 32 муниципальных районов Омской области.

В состав филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» входят 3 производственных отделения:

1) Западные электрические сети (Называевский, Саргатский, Крутинский, Тюкалинский, Марьяновский, Исилькульский, Москаленский, Любинский, Шербакульский, Полтавский, Омский и Городской районы электрических сетей (далее – РЭС));

2) Восточные электрические сети (Калачинский, Кормиловский, Черлакский, Нижнеомский, Оконешниковский, Горьковский, Нововаршавский, Павлоградский, Одесский, Русско-Полянский, Азовский и Таврический РЭС);

3) Северные электрические сети (Тарский, Знаменский, Тевризский, Екатеринбургский, Усть-Ишимский, Большепереченский, Муромцевский, Колосовский РЭС).

В обслуживании филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» находится:

1) 5207,451 км линий электропередачи напряжением 110 кВ;

2) 125 подстанций напряжением 110 кВ с общей мощностью трансформаторов 3066 МВА.

Перечень существующих линий электропередачи и подстанций напряжением 110 кВ филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» с

техническими характеристиками оборудования приведен в приложениях № 7, 8 к Программе.

По существующим линиям электропередачи филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей, филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» энергетическая система Омской области связана с энергетической системой Республики Казахстан, объединенной энергетической системой Сибири и объединенной энергетической системой Урала:

- 1) с энергетической системой Республики Казахстан:
 - по трем линиям электропередачи 500 кВ (параллельная работа):
ЕЭК (акционерное общество «Евроазиатская энергетическая корпорация») – Иртышская;
Аврора – Таврическая;
Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая;
 - по двум линиям электропередачи 220 кВ (параллельная работа):
Мынкуль – Иртышская (224);
Валиханово – Иртышская (225);
 - по трем линиям электропередачи 110 кВ (раздельная работа):
Юбилейная – Булаево I цепь, с отпайкой на подстанцию Юнино;
Юбилейная – Булаево II цепь, с отпайкой на подстанцию Юнино;
Горьковская – Полтавка;
- 2) с энергетической системой Новосибирской области:
 - по одной линии электропередачи 500 кВ (параллельная работа) –
Барабинская – Восход;
 - по одной линии электропередачи 220 кВ (параллельная работа):
Восход – Татарская;
 - по двум линиям электропередачи 110 кВ (параллельная работа):
Валерино – Каратканск с отпайками (3-15);
Валерино – Колония с отпайкой на подстанцию Илюшкино (3-16);
- 3) с энергетической системой Тюменской области:
 - по одной линии электропередачи 500 кВ (параллельная работа) –
Восход – Витязь;
 - по трем линиям электропередачи 110 кВ (раздельная работа):
Выстрел – Мангут-Т с отпайкой на подстанцию Мангут (С-135);
2529 км – Новоандреевская с отпайкой на подстанцию Мангут (С-136);
Орехово – Каргалы (С-80).

4.1.1. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Омской области

Энергоузлы («энергорайонь») на территории Омской области, которые характеризуются повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений:

- «южный энергорайон», к которому относятся следующие энергетические объекты: подстанции 110 кВ Новоуральская, Нововаршавская,

Одесская, Память Тельмана, Павлоградская, Русская Поляна, Стрела, Шербакульская;

- «энергорайон тягового транзита Лузино – Юбилейная», к которому относятся следующие энергетические объекты: подстанции 110 кВ Юбилейная, Исилькуль, Москаленки, Мариановка, Пикетное, Полтавская.

Основные «узкие места» энергетической системы Омской области:

1. Недопустимое снижение напряжения на шинах 110 кВ подстанций 110 кВ «южного энергорайона», токовая перегрузка трансформаторов тока линии электропередачи 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Москаленки и линии электропередачи 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на подстанцию Помурино (С-24) на подстанции 110 кВ Москаленки, токовая перегрузка ошиновки подстанции 110 кВ Мариановка.

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение второй системы шин (далее – СШ) 2СШ 110 (1СШ-110) подстанции 220 кВ Лузино в осенне-зимнем периоде, которое приводит:

- к токовой перегрузке трансформаторов тока в ячейке линии электропередачи 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) (линии электропередачи 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24)) на подстанции 110 кВ Москаленки;

- к токовой перегрузке ошиновки подстанции 110 кВ Мариановка;

- к снижению напряжения ниже минимально допустимого на подстанциях 110 кВ Южного энергорайона (подстанция 110 кВ Павлоградская, подстанция 110 кВ Одесская, подстанция 110 кВ Память Тельмана, подстанция 110 кВ Азово, 1СШ-110 подстанции 110 кВ Сосновская, 1сш-110кВ подстанции 110 кВ Шербакульская, подстанция 110 кВ Русская Поляна).

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых параметров электроэнергетического режима, предусмотрено одновременное выполнение следующих мероприятий:

- превентивный перевод питания нагрузки потребителей (второй трансформатор подстанции 110 кВ Сельская, первый трансформатор подстанции 110 кВ Тумановская и первый трансформатор подстанции 110 кВ Птичья) на питание от подстанции 220 кВ Называевская по линии электропередачи 110 кВ Называевская – Покровская (С-35) (14 МВт), а также превентивный перевод питания нагрузки с линии электропередачи 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) на линию электропередачи 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63) (26 МВт);

- включение батареи статических конденсаторов (БСК) на подстанции 110 кВ Новоуральская;

- изменения нормальной схемы ПС 110 кВ Мариановка (включение ВВ1-110 и ВС-110, отключение ОР1-110 или ОР2-110);

- превентивное изменение положения устройств регулирования под нагрузкой (РПН) на автотрансформаторах АТ-1, АТ-2, АТ-3 подстанции 220 кВ Лузино (переключение из 6 в 12 положение);

- превентивное изменение положения устройств РПН на автотрансформаторах АТ-1, АТ-2 подстанции 500 кВ Иртышская (переключение из 6 в 10 положение);

- загрузка генерирующего оборудования Омских ТЭЦ по реактивной мощности;

- изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы средств компенсации реактивной мощности на подстанции 500 кВ Таврическая и подстанции 500 кВ Иртышская.

С учетом выполнения вышеуказанных схемно-режимных мероприятий в послеаварийном режиме действием автоматики ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) на подстанции 110 кВ Одесская будет отключено 6,5 МВт потребителей.

При этом в случае аварийного отключения 2СШ-110 подстанции 220 кВ Лузино в осенне-зимнем периоде с учетом вышеуказанных схемно-режимных мероприятий:

- перегрузка трансформаторов тока в ячейке линии электропередачи 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23) на подстанции 110 кВ Москаленки составит 60 процентов (511 А при длительно допустимом токе 320 А);

- перегрузка ошиновки подстанции 110 кВ Мариановка составит 14 процентов (553 А при длительно допустимом токе 484 А);

- напряжение на шинах 110 кВ подстанции 110 кВ Память Тельмана поднимается до 88 кВ, что ниже минимально допустимых значений и при этом нагрузка потребителей (6,5 МВт), отключенных АОСН подстанции 110 кВ Одесская, останется отключенной до ввода в работу 2СШ-110 подстанции 220 кВ Лузино или перевода присоединений 2СШ-110 на 1СШ-110 кВ подстанции 220 кВ Лузино.

В целях исключения указанной перегрузки и недопустимого снижения напряжения на шинах 110 кВ подстанции 110 кВ Память Тельмана необходим ввод графиков аварийного ограничения режима потребления в объеме до 31,5 МВт на подстанциях тягового транзита Лузино – Юбилейная и до 1 МВт в «южном энергорайоне», а также отключение потребителей действием противоаварийной автоматики в объеме 6,5 МВт на подстанции 110 кВ Одесская.

Возможными мероприятиями для исключения схемно-режимной ситуации, характеризующейся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, являются установка секционного выключателя 110 кВ на подстанции 110 кВ Сосновская, что позволяет исключить снижение напряжения на шинах 110 кВ подстанций 110 кВ «южного энергорайона» ниже минимально-допустимого, а также выполнить перевод части нагрузки из «энергорайона тягового транзита Лузино – Юбилейная» в «южный энергорайон», и реконструкция подстанции

110 кВ Москаленки с увеличением пропускной способности трансформаторов тока.

2. Недопустимые уровни напряжения на подстанциях 110 кВ «северного энергорайона» Омской области.

В режимах летнего минимума нагрузки напряжение на стороне 110 кВ подстанций «северного энергорайона» (Усть-Ишим, Большая Тара, Тевриз, Бакшеево, Шухово, Новоягодная, Знаменка, Радищево, Большие Уки, Тара и другие) составляет до 131 кВ.

Схемно-режимные мероприятия:

- изменение точки секционирования транзита 110 кВ Тара – Викулово в нормальной схеме сети позволяет снизить напряжение до 127 кВ, что недопустимо. При этом постоянный перенос точки секционирования транзита 110 кВ Тара – Викулово не допускается;

- изменение реактивной мощности электростанций, в том числе с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности, позволяет снизить напряжение до величины 128,8 кВ, что недопустимо. Эффективность мероприятия составляет 1,7 кВ;

- существующие шунтирующие реакторы (далее – ШР) в прилегающей сети отсутствуют, батареи статических конденсаторов (далее – БСК) на подстанции 110 кВ Тара и Муромцево отключены. Включение ШР 500 кВ позволяет снизить напряжение до допустимого значения 126 кВ. Для снижения напряжения на величину 3 кВ на стороне 110 кВ подстанций «северного энергорайона» требуется снизить напряжение в сети 500 кВ на 16 кВ (с 520 кВ до 504 кВ), что приводит к снижению пропускной способности межсистемных и межгосударственных транзитов 500 кВ;

- отключение в резерв линии электропередачи невозможно без отключения потребителей. Исключение составляет возможность вывода в резерв одной цепи воздушной линии электропередачи 110 кВ Шухово – Новоягодная. Это позволяет снизить напряжение на величину 0,4 кВ. Вывод в резерв воздушной линии электропередачи 220 кВ Загородная – Ульяновская дает снижение напряжения величиной 1,2 кВ. Вывод в резерв обеих воздушных линий электропередачи с учетом разгрузки генераторов Омских ТЭЦ по реактивной мощности позволяет снизить напряжение до 127 кВ, что недопустимо;

- для обеспечения допустимого напряжения (не более 126 кВ) на стороне 110 кВ подстанций «северного энергорайона» рассмотрена возможность изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов на подстанции 220 кВ Загородная (перевод устройства РПН из 8 положения с $K_{тр}=0,526$ в положение 3 с $K_{тр}=0,484$) совместно с выводом в резерв одной цепи воздушной линии электропередачи 110 кВ Шухово – Новоягодная и разгрузкой генераторов Омских ТЭЦ по реактивной мощности. Однако при этом напряжение на стороне 6 кВ подстанции 220 кВ Загородная повышается свыше 7,2 кВ, что является недопустимым для потребителей электрической энергии, подключенных к сети 6 кВ. Средства регулирования напряжения на

стороне 6 кВ в цепи автотрансформаторов подстанции 220 кВ Загородная и возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствуют.

Таким образом, возможные мероприятия по снижению напряжения в совокупности не позволяют снизить напряжение на стороне 110 кВ подстанций «северного энергорайона» до допустимого значения. Для снижения напряжения до допустимого уровня рекомендуется установка управляемого шунтирующего реактора 110 кВ мощностью 25 Мвар на подстанции 110 кВ Тара, который в настоящее время находится на территории данной подстанции и планируется его ввод до конца 2020 года.

3. Обеспечение второго источника питания для существующих потребителей 2, 3 категории надежности, запитанных от подстанции 110 кВ Полтавская, в условиях отсутствия возможности включения воздушной линии электропередачи 110 кВ Горьковская – Полтавка со стороны единой энергетической системы Республики Казахстан.

Отключение воздушной линии электропередачи 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на подстанцию Шербакульская (С-5) протяженностью 69,58 км в условиях отсутствия возможности включения воздушной линии электропередачи 110 кВ Горьковская – Полтавка со стороны энергетической системы Республики Казахстан приводит к отключению нагрузки величиной до 8,45 МВт. При восстановлении питания по существующей линии электропередачи 35 кВ Юбилейная – Полтавская возникает недопустимое снижение напряжения на шинах 35 кВ подстанции 110 кВ Полтавская до 19,91 кВ и превышение допустимой токовой загрузки данной линии электропередачи составит 41,3 процента (212 А при длительно допустимом токе 150 А).

Требуется ограничение нагрузки величиной до 5,34 МВт.

Для обеспечения требований к надежности электроснабжения потребителей 2 категории, электроснабжение которых осуществляется от двух независимых источников питания, и исключения прекращения электроснабжения потребителей, запитанных от подстанции 110 кВ Полтавская, в период ремонта воздушной линии электропередачи 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на подстанцию Шербакульская (С-5), а также в случае ее аварийного отключения рассмотрены следующие варианты усиления сети (приведены в таблице 4.1.1):

- строительство воздушной линии электропередачи 110 кВ Екатеринославская – Полтавская;

- строительство участка воздушной линии электропередачи 35 кВ от подстанции 35 кВ Таловская до ВЛ 35 кВ Полтавская – Еремеевка с образованием воздушной линии электропередачи 35 кВ Полтавская – Таловская.

Таблица 4.1.1. Техничко-экономическое сравнение вариантов

Наименование	Капитало- вложения в базовых ценах, млн. руб.	Капитало- вложения в текущих ценах, млн. руб.	Соотно- шение вариантов, процентах
Вариант 1	400,327	636	100
Воздушная линия электропередачи 110 кВ Екатеринославская – Полтавская (АС-120)	368,368		
Расширение открытого распределительного устройства подстанции 110 кВ Екатеринославская, подстанции 110 кВ Полтавская для подключения ВЛ (2 выключателя 110 кВ)	31,959		
Вариант 2	404,46	665	105
Отпайка от воздушной линии электропередачи 35 кВ Полтавская – Еремеевка до подстанции 35 кВ Таловская (АС-70)	277,227		
БСК 3 Мвар 10 кВ на подстанции 110 кВ Полтавская	127,183		
БСК 1 Мвар 10 кВ на подстанции 35 кВ Еремеевка			
БСК 2 Мвар 10 кВ на подстанции 35 кВ Вольное			
БСК 1 Мвар 10 кВ на подстанции 35 кВ Ольгино			
Выключатели 35 кВ на подстанции 35 кВ Таловская			
Выключатели 10 кВ для установки БСК 10 кВ			

По результатам технико-экономического сравнения вариантов 1 и 2 к реализации рекомендуется вариант 1 (строительство воздушной линии электропередачи 110 кВ Екатеринославская – Полтавская) как наиболее экономичный.

4. Подстанция 110 кВ Энтузиастов.

Анализ загрузки трансформаторов подстанции 110 кВ Энтузиастов (2x40 МВА) за 2015 – 2019 годы показал, что максимальная нагрузка трансформаторов 110 кВ по данным зимнего контрольного замера 2016 года

составила 44,97 МВА. При отключении трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора могла составить 44,97 МВА (112 процентов от номинальной мощности) или 225,8 А (112 процентов от $I_{ном} = 200,8$ А), что не превышает допустимую длительную нагрузку ($K_{ддоп}=1,25$ для температуры -5°C).

Максимальная нагрузка трансформаторов подстанции 110 кВ Энтузиастов в летний период за 2015 – 2019 годы была в летний максимум 2016 года и составила 31,52 МВА. При отключении трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора могла составить 31,52 МВА (79 процентов от номинальной мощности) или 158,6 А (79 процентов от $I_{ном} = 200,8$ А), что не превышает допустимую длительную нагрузку ($K_{ддоп}=1,15$ для температуры $+30^{\circ}\text{C}$).

Утвержденные технические условия (далее – ТУ) на технологическое присоединение (далее – ТП), предусматривающие присоединение нагрузки к подстанции 110 кВ Энтузиастов, на период до 2024 года по данным филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» отсутствуют.

Максимальная нагрузка трансформаторов подстанции 110 кВ Энтузиастов в зимний период на 2024 год составит 44,97 МВА. При отключении трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 44,97 МВА (112 процентов от номинальной мощности) или 225,8 А (112 процентов от $I_{ном} = 200,8$ А), что не превышает допустимую длительную нагрузку ($K_{ддоп}=1,25$).

Максимальная нагрузка трансформаторов подстанции 110 кВ Энтузиастов в летний период на 2024 год составит 31,52 МВА. При отключении трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 31,52 МВА (79 процентов от номинальной мощности) или 158,6 А (79 процентов от $I_{ном} = 200,8$ А), что не превышает допустимую длительную нагрузку ($K_{ддоп}=1,15$).

С учетом существующего уровня нагрузки трансформаторов подстанции 110 кВ Энтузиастов рекомендуется выполнять мониторинг нагрузки трансформаторов данной подстанции.

5. Район размещения подстанции 10 кВ ЦРП-2.

По результатам зимних контрольных замеров максимальная нагрузка подстанции 10 кВ ЦРП-2 составляет 16,2 МВт в 2016 году.

При отключении одной из двух линий электропередачи 10 кВ Энтузиастов – ЦРП-2 (ф. 3409, 3424) из нормальной схемы возможна перегрузка оставшейся в работе линии электропередачи 10 кВ. В зимний период нагрузка провода АС-240/32 составляет 148 процентов (1152 А) от $I_{ддтн} = 780$ А, выключателя 10 кВ на подстанции 110 кВ Энтузиастов – 144 процента от $I_{ддтн} = 800$ А, напряжение на шинах 10 кВ подстанции 10 кВ ЦРП-2 составляет 8,3 кВ при предельно допустимом 9 кВ. В летний период нагрузка провода АС-240/32 составляет 138 процентов (788 А) от $I_{ддтн} = 569$ А (при $+30^{\circ}\text{C}$).

Возможность организации питания части потребителей подстанции 10 кВ ЦРП-2 по сети 10 кВ от других источников отсутствует (письмо филиала

ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» от 16 марта 2020 года № 1.5/01-02/2380. Недопустимое снижение напряжения можно устранить установкой на подстанции 10 кВ ЦРП-2 БСК мощностью 6,5 Мвар. Для ликвидации перегрузки линии электропередачи 10 кВ Энтузиастов – ЦРП-2 (ф. 3409, 3424) требуется ограничение нагрузки до 3,7 МВт в зимний период и до 2,8 МВт в летний период.

Возможность усиления электрической сети в районе размещения подстанции 10 кВ ЦРП-2 на напряжении 35 кВ отсутствует ввиду отсутствия в рассматриваемом районе центров питания 35 кВ.

Для исключения перегрузки линии электропередачи 10 кВ Энтузиастов – ЦРП-2, нормализации уровней напряжений на шинах 10 кВ подстанции 10 кВ ЦРП-2 и у конечного потребителя возможны следующие варианты:

- сооружение подстанции 110 кВ Кристалл (со строительством двух кабельных линий 110 кВ от двухцепной кабельно-воздушной линии электропередачи 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 до подстанции 110 кВ Кристалл) с установкой трансформаторов 2 x 25 МВА и переводом нагрузки подстанции 10 кВ ЦРП-2 на новую подстанцию 110 кВ Кристалл;

- усиление электрической сети района размещения подстанции 10 кВ ЦРП-2 на напряжении 10 кВ.

С учетом существующего уровня загрузки трансформаторов подстанции 110 кВ Энтузиастов рекомендуется выполнять мониторинг загрузки трансформаторов данной подстанции, а также завершить работы по проектированию подстанции 110 кВ Кристалл. Варианты устранения выявленной проблемы в сети 10 кВ будут проработаны в документации по подстанции 110 кВ Кристалл. По результатам будет принято окончательное решение по мероприятиям.

6. Подстанция 110 кВ Новотроицкая.

Анализ загрузки трансформаторов (мощностью 10 и 16 МВА) подстанции 110 кВ Новотроицкая за 2015 – 2019 годы показал, что максимальная загрузка трансформаторов по данным зимнего контрольного замера 2017 года составила 13,5 МВА. При отключении трансформатора 2Т загрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т могла составить 13,5 МВА (135 процентов от номинальной мощности) или 67,8 А (135 процентов от $I_{ном} = 50,2$ А), что превышает допустимую длительную загрузку ($K_{ддоп}=1,175$) и допустимую в течение 1 – 24 часов аварийную перегрузку ($K_{допав}=1,3$), но не превышает допустимую в течение 20 – 30 минут аварийную перегрузку ($K_{допав}=1,4$). В указанное время оперативные мероприятия по переводу нагрузки на прилегающие центры питания не могут быть выполнены. Для устранения указанной перегрузки потребуется ограничение потребления в размере 1,75 МВА (1,56 МВт).

Максимальная загрузка трансформаторов подстанции 110 кВ Новотроицкая в летний период за 2015 – 2019 годы была в летний максимум 2017 года и составила 10,4 МВА. При отключении трансформатора 2Т загрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т могла составить 10,4 МВА (104 процента от номинальной мощности) или 52,2 А (104 процента от $I_{ном} = 50,2$ А), что превышает допустимую длительную загрузку с $K_{ддоп}=0,91$ (для

температуры $+30^{\circ}\text{C}$) и допустимую на период от 30 минут до 24 часов аварийную перегрузку ($K_{допав}=1,0$), но не превышает допустимую на 20 минут аварийную перегрузку ($K_{допав}=1,2$). В указанное время оперативные мероприятия по переводу нагрузки на прилегающие центры питания не могут быть выполнены. Для устранения указанной перегрузки потребуются ограничение потребления в размере 1,3 МВА (1,16 МВт).

Величина нагрузки, планируемой к присоединению к подстанции 110 кВ Новотроицкая, согласно утвержденным ТУ на ТП, на период до 2024 года по данным филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» составляет 0,445 МВт, к подстанции 35 кВ Красноярка и подстанции 35 кВ Надеждино (подключенных к подстанции 110 кВ Новотроицкая) составляет 1,392 МВт.

Перечни утвержденных ТУ на ТП на период до 2024 года по подстанциям 110 кВ Новотроицкая, 35 кВ Красноярка, Надеждино приведены в таблицах 4.1.2 – 4.1.4.

Таблица 4.1.2. Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2024 года по подстанции 110 кВ Новотроицкая

№ п/п	№ договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Коэффициент реализации (далее – Кр)	Мощность с учетом Кр, МВт
1	20.5500.55 9.19	21.03.2019	21.07.2019	20.03.2022	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	10,0	0,325	0,2	0,065
2	20.5500.62 8.19	27.03.2019	27.07.2019	26.03.2022		0,40	0,06	0,2	0,012
3	20.5500.43 32.16	09.09.2016	09.03.2017	08.09.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
4	20.5500.58 20.16	27.12.2016	31.07.2020	27.12.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
5	20.5500.13 60.19	22.04.2019	22.08.2019	20.04.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
6	20.5500.32 68.19	27.08.2019	27.08.2020	25.08.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
Итого, МВт									0,089

Таблица 4.1.3. Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2024 года по подстанции 35 кВ Красноярка

№ п/п	№ договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Кр	Мощность с учетом Кр, МВт
1	20.5500.6 917	02.05.2017	31.12.2020	01.05.2022	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	10,00	0,15	0,2	0,03
2	20.5500.2 893.18	24.07.2018	30.09.2019	23.07.2021		0,40	0,15	0,2	0,03
3	20.5500.3 303.18	15.08.2018	01.10.2019	14.08.2021		0,40	0,15	0,2	0,03
4	20.5500.1 63.19	08.02.2019	08.02.2020	07.02.2022		10,00	0,1	0,2	0,02
5	20.5500.1 991.18	29.08.2018	27.02.2019	28.08.2023		0,40	0,086	0,2	0,0172

№ п/п	№ договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Кр	Мощность с учетом Кр, МВт	
6	20.5500.5 547.15	08.10.2015	08.04.2016	06.10.2020		0,40	0,015	0,2	0,003	
7	20.5500.9 0.16	15.04.2016	15.08.2016	14.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003	
8	20.5500.6 1.16	15.04.2016	15.08.2016	14.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003	
9	20.5500.9 7.16	20.04.2016	20.10.2016	19.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003	
10	20.5500.7 75.16	21.03.2016	29.12.2017	20.03.2021		0,40	0,015	0,2	0,003	
11	20.5500.1 232.16	31.03.2016	30.09.2016	30.03.2021		0,40	0,015	0,2	0,003	
12	20.5500.1 445.16	15.04.2016	15.10.2016	14.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003	
13	20.5500.2 309.16	08.06.2016	08.12.2016	07.06.2021		0,40	0,015	0,2	0,003	
14	20.5500.3 896.16	17.08.2016	17.02.2017	16.08.2021		0,40	0,015	0,2	0,003	
15	20.5500.5 68.18	23.04.2018	30.05.2020	22.04.2023		0,40	0,015	0,2	0,003	
16	20.5500.1 745.18	18.05.2018	30.09.2019	17.05.2023		0,40	0,015	0,2	0,003	
17	20.5500.3 111.18	30.07.2018	30.12.2019	29.07.2023		0,40	0,015	0,2	0,003	
18	20.5500.4 307.18	29.10.2018	30.06.2020	28.10.2023		0,40	0,015	0,2	0,003	
19	20.5500.1 88.19	29.01.2019	31.12.2019	28.01.2024		0,40	0,015	0,2	0,003	
20	20.5500.3 37.19	20.02.2019	20.06.2019	19.02.2024		0,40	0,015	0,2	0,003	
21	20.5500.1 826.19	23.05.2019	23.09.2019	21.05.2024		0,40	0,015	0,2	0,003	
22	20.5500.2 006.19	10.06.2019	10.10.2019	08.06.2024		0,40	0,015	0,2	0,003	
23	20.5500.2 464.19	04.07.2019	04.01.2020	02.07.2024		0,40	0,015	0,2	0,003	
24	20.5500.2 849.19	31.07.2019	30.11.2019	29.07.2024		0,40	0,015	0,2	0,003	
25	20.5500.3 392.19	06.09.2019	06.03.2020	04.09.2024		0,40	0,015	0,2	0,003	
26	20.5500.3 571.19	23.09.2019	23.03.2020	21.09.2024		0,40	0,015	0,2	0,003	
27	20.5500.5 20.19	04.03.2019	04.09.2019	02.03.2024		0,40	0,01	0,2	0,002	
28	20.5500.1 714.16	27.04.2016	27.10.2016	26.04.2021		0,23	0,005	0,2	0,001	
29	20.5500.8 39.19	09.04.2019	09.08.2019	07.04.2024		0,23	0,005	0,2	0,001	
30	20.5500.8 67.19	09.04.2019	09.08.2019	07.04.2024		0,23	0,001	0,2	0,0002	
Итого, МВт									0,194	

Таблица 4.1.4. Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2024 года по подстанции 35 кВ Надеждино

№ п/п	№ договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Кр	Мощность с учетом Кр, МВт
1	20.5500.6 9.17	02.05.2017	31.12.2020	01.05.2022	Потребители с	10,00	0,15	0,2	0,03

№ п/п	№ договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Кр	Мощность с учетом Кр, МВт
2	20.5500.2 893.18	24.07.2018	30.09.2019	23.07.2021	заявленной мощностью до 670 кВт	0,40	0,15	0,2	0,03
3	20.5500.3 303.18	15.08.2018	01.10.2019	14.08.2021		0,40	0,15	0,2	0,03
4	20.5500.1 63.19	08.02.2019	08.02.2020	07.02.2022		10,00	0,1	0,2	0,02
5	20.5500.1 991.18	29.08.2018	27.02.2019	28.08.2023		0,40	0,086	0,2	0,0172
6	20.5500.5 547.15	08.10.2015	08.04.2016	06.10.2020		0,40	0,015	0,2	0,003
7	20.5500.9 0.16	15.04.2016	15.08.2016	14.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
8	20.5500.6 1.16	15.04.2016	15.08.2016	14.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
9	20.5500.9 7.16	20.04.2016	20.10.2016	19.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
10	20.5500.7 75.16	21.03.2016	29.12.2017	20.03.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
11	20.5500.1 232.16	31.03.2016	30.09.2016	30.03.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
12	20.5500.1 445.16	15.04.2016	15.10.2016	14.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
13	20.5500.2 309.16	08.06.2016	08.12.2016	07.06.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
14	20.5500.3 896.16	17.08.2016	17.02.2017	16.08.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
15	20.5500.5 68.18	23.04.2018	30.05.2020	22.04.2023		0,40	0,015	0,2	0,003
16	20.5500.1 745.18	18.05.2018	30.09.2019	17.05.2023		0,40	0,015	0,2	0,003
17	20.5500.3 111.18	30.07.2018	30.12.2019	29.07.2023		0,40	0,015	0,2	0,003
18	20.5500.4 307.18	29.10.2018	30.06.2020	28.10.2023		0,40	0,015	0,2	0,003
19	20.5500.1 88.19	29.01.2019	31.12.2019	28.01.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
20	20.5500.3 37.19	20.02.2019	20.06.2019	19.02.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
21	20.5500.1 826.19	23.05.2019	23.09.2019	21.05.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
22	20.5500.2 006.19	10.06.2019	10.10.2019	08.06.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
23	20.5500.2 464.19	04.07.2019	04.01.2020	02.07.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
24	20.5500.2 849.19	31.07.2019	30.11.2019	29.07.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
25	20.5500.3 392.19	06.09.2019	06.03.2020	04.09.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
26	20.5500.3 571.19	23.09.2019	23.03.2020	21.09.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
27	20.5500.5 20.19	04.03.2019	04.09.2019	02.03.2024		0,40	0,01	0,2	0,002
28	20.5500.1 714.16	27.04.2016	27.10.2016	26.04.2021		0,23	0,005	0,2	0,001
29	20.5500.8 39.19	09.04.2019	09.08.2019	07.04.2024		0,23	0,005	0,2	0,001
30	20.5500.8 67.19	09.04.2019	09.08.2019	07.04.2024		0,23	0,001	0,2	0,0002
Итого, МВт									0,194

Максимальная нагрузка трансформаторов подстанции 110 кВ Новотроицкая в зимний период на 2024 год с учетом существующей нагрузки и

нагрузки, учтенной в утвержденных ТУ на ТП (с учетом коэффициентов реализации), составит 13,96 МВА.

При отключении трансформатора 2Т нагрузка трансформатора 1Т подстанции 110 кВ Новотроицкая составит 13,96 МВА (139,6 процентов от номинальной мощности) или 70,0 А (139,6 процентов от номинального тока 50,2 А), что превысит допустимую длительную нагрузку ($K_{ддоп}=1,175$) и допустимую в течение 30 минут аварийную перегрузку ($K_{адтн}=1,4$). В указанное время оперативные мероприятия по переводу нагрузки на прилегающие центры питания не могут быть выполнены. Для устранения указанной перегрузки потребуется ограничение потребления в размере 2,21 МВА (1,93 МВт).

Максимальная нагрузка трансформаторов подстанции 110 кВ Новотроицкая в летний период на 2024 год с учетом существующей нагрузки и нагрузки, учтенной в утвержденных ТУ на ТП (с учетом коэффициентов реализации), составит 10,86 МВА.

При отключении трансформатора 2Т нагрузка трансформатора 1Т подстанции 110 кВ Новотроицкая составит 10,86 МВА (109 процентов от номинальной мощности) или 54,7 А (109 процентов от номинального тока 50,2 А), что превысит допустимую длительную нагрузку ($K_{ддоп}=0,91$) и допустимую на время от 30 минут до 24 часов аварийную перегрузку ($K_{допав}=1,0$), но не превысит допустимую в течение 20 минут аварийную перегрузку ($K_{допав}=1,2$). В указанное время оперативные мероприятия по переводу нагрузки на прилегающие центры питания не могут быть выполнены. Для устранения указанной перегрузки потребуется ограничение потребления в размере 1,76 МВА (1,53 МВт).

Требуется мероприятия по разгрузке трансформаторов подстанции 110 кВ Новотроицкая. Для обеспечения допустимой нагрузки трансформаторов рассмотрены следующие мероприятия:

- сооружение новых линий электропередачи 10 кВ, которое нецелесообразно ввиду выявленной высокой нагрузки трансформаторов подстанции 110 кВ Новотроицкая. Для этого потребуется сооружение нескольких протяженных линий электропередачи 10 кВ до ближайших центров питания (подстанция 35 кВ Надеждино, подстанция 35 кВ Красноярка), на которых с учетом утвержденных ТУ на ТП также выявлена высокая нагрузка трансформаторов;

- при анализе нагрузки подстанции 110 кВ Новотроицкая выявлено, что соотношение потребления активной и реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$) находилось на уровне ниже 0,5, что согласно приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 года № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» не превышает максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы наибольших суточных нагрузок электрической сети для напряжения 110 кВ. Мероприятие по снижению потребления реактивной мощности нецелесообразно;

- изменение точки секционирования сети 35 кВ (превентивная разгрузка трансформаторов);

- присоединение существующей линии электропередачи 35 кВ 35Ц к системе шин 35 кВ подстанции 110 кВ Береговая, находящейся на балансе закрытого акционерного общества «Энергосервис 2000» (ранее используемая схема сети, шлейфа линии электропередачи 35 кВ 35Ц отсоединены от шин 35 кВ подстанции 110 кВ Береговая и соединены между собой с образованием участка линии электропередачи 35 кВ Надеждино – Солнечная долина);

- замена трансформатора 1Т подстанции 110 кВ Новотроицкая мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

Превентивный перевод нагрузки величиной 3,5 МВт по сети 35 кВ (нагрузка трансформатора 2Т подстанции 35 кВ Солнечная Долина на подстанцию 110 кВ Восточная, нагрузка трансформатора 1Т подстанции 35 кВ Петровка и трансформатора 1Т подстанции 35 кВ Аграрная на подстанцию 110 кВ Дубровская) позволяет снизить загрузку трансформатора 1Т (мощностью 10 МВА) подстанции 110 кВ Новотроицкая при отключении трансформатора 2Т (мощностью 16 МВА) до допустимого значения – 104,6 процента (52,5 А) от $I_{ном} = 50,2$ А. При отключении одного трансформатора на подстанции 110 кВ Восточная (2x10 МВА) с учетом изменения нормальной схемы сети загрузка второго трансформатора составляет 108 процентов (54 А) от $I_{ном} = 50,2$ А, что длительно допустимо. Однако на подстанции 35 кВ Солнечная долина и подстанции 35 кВ Петровка, где в настоящее время установлены нормальные разделы на выключателях СВ-35 кВ, существуют потребители 1 и 2 категории надежности, электроснабжение которых должно осуществляться от двух независимых источников питания, при этом перерыв электроснабжения для потребителей 1 категории надежности допускается на время работы автоматического ввода резерва. Перенос нормального раздела на разъединитель ЛР-35 кВ приведет к невыполнению требований по надежности схемы электроснабжения данных потребителей.

Вариант присоединения существующей линии электропередачи 35 кВ к шинам 35 кВ подстанции 35 кВ Береговая позволит перевести нагрузку по сети 35 кВ в размере 4 МВт (4,5 МВА) (в зимний максимум). С учетом перевода нагрузки максимальная загрузка трансформатора 1Т подстанции 110 кВ Новотроицкая в зимний период в случае отключения трансформатора 2Т может составить 9,46 МВА, что не превышает допустимую длительную загрузку ($K_{ддоп}=1,175$). Максимальная загрузка трансформатора 1Т подстанции 110 кВ Новотроицкая в летний период в случае отключения трансформатора 2Т с учетом перевода нагрузки по сети 35 кВ (в летний максимум 2,15 МВА или 2 МВт) на подстанцию 110 кВ Береговая может составить порядка 8,71 МВА, что не превышает допустимую длительную загрузку ($K_{ддоп}=0,91$). Таким образом, замены трансформатора 1Т подстанции 110 кВ Новотроицкая не требуется.

Вариант возврата к схеме присоединения линии электропередачи 35 кВ к системе шин 35 кВ подстанции 110 кВ Береговая не требует капиталовложений по сравнению с вариантом замены трансформатора 1Т на подстанции 110 кВ

Новотроицкая. Наиболее целесообразным мероприятием по разгрузке трансформаторов подстанции 110 кВ Новотроицкая является вариант присоединения линии электропередачи 35 кВ 35Ц к шинам 35 кВ подстанции 110 кВ Береговая со сроком реализации в 2020 году.

7. Подстанция 110 кВ Кировская и подстанция 110 кВ Семиреченская.

Анализ загрузки силовых трансформаторов (мощностью 2x25 МВА) подстанции 110 кВ Кировская за 2015 – 2019 годы показал, что максимальная загрузка трансформаторов 110 кВ по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 30,88 МВА. При отключении трансформатора 1Т (2Т) загрузка оставшегося в работе трансформатора могла составить 30,88 МВА (123,5 процентов от номинальной мощности) или 155 А (123,5 процентов от $I_{ном}=125,5$ А), что превышает допустимую длительную загрузку ($K_{ддоп}=1,175$ для температуры -5°C). Для устранения указанной перегрузки до величины, равной допустимой длительной перегрузке, потребуется ввод ограничения потребителей в размере 1,5 МВА (1,33 МВт).

Максимальная загрузка трансформаторов 110 кВ подстанции 110 кВ Кировская в летний период за 2015 – 2019 годы была зафиксирована в летний максимум 2016 года и составила 18,61 МВА. При отключении трансформатора 1Т (2Т) загрузка оставшегося в работе трансформатора могла составить 18,61 МВА (74,4 процента от номинальной мощности) или 92,9 А (74,4 процента от $I_{ном}=125,5$ А), что не превышает допустимую длительную загрузку с $K_{ддоп}=0,91$ (для температуры $+30^{\circ}\text{C}$).

Величина нагрузки, планируемой к присоединению к подстанции 110 кВ Кировская, согласно утвержденным ТУ на ТП на период до 2024 года по данным филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» составляет 0,239 МВт (перечень утвержденных ТУ на ТП приведен в таблице 4.1.5).

Таблица 4.1.5. Перечень утвержденных ТУ на ТП на период до 2024 года по подстанции 110 кВ Кировская

№ п/п	№ договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Кр	Мощность с учетом Кр, МВт
1	20.5500.6 9.17	02.05.2017	31.12.2020	01.05.2022	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	10,00	0,15	0,2	0,03
2	20.5500.2 893.18	24.07.2018	30.09.2019	23.07.2021		0,40	0,15	0,2	0,03
3	20.5500.3 303.18	15.08.2018	01.10.2019	14.08.2021		0,40	0,15	0,2	0,03
4	20.5500.1 63.19	08.02.2019	08.02.2020	07.02.2022		10,00	0,1	0,2	0,02
5	20.5500.1 991.18	29.08.2018	27.02.2019	28.08.2023		0,40	0,086	0,2	0,0172
6	20.5500.5 547.15	08.10.2015	08.04.2016	06.10.2020		0,40	0,015	0,2	0,003
7	20.5500.9 0.16	15.04.2016	15.08.2016	14.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
8	20.5500.6 1.16	15.04.2016	15.08.2016	14.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
9	20.5500.9 7.16	20.04.2016	20.10.2016	19.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003

№ п/п	№ договора	Дата заключения договора	Дата окончания договора	Дата действия ТУ	Заявитель	Напряжение (кВ)	Мощность, МВт	Кр	Мощность с учетом Кр, МВт
10	20.5500.7 75.16	21.03.2016	29.12.2017	20.03.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
11	20.5500.1 232.16	31.03.2016	30.09.2016	30.03.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
12	20.5500.1 445.16	15.04.2016	15.10.2016	14.04.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
13	20.5500.2 309.16	08.06.2016	08.12.2016	07.06.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
14	20.5500.3 896.16	17.08.2016	17.02.2017	16.08.2021		0,40	0,015	0,2	0,003
15	20.5500.5 68.18	23.04.2018	30.05.2020	22.04.2023		0,40	0,015	0,2	0,003
16	20.5500.1 745.18	18.05.2018	30.09.2019	17.05.2023		0,40	0,015	0,2	0,003
17	20.5500.3 111.18	30.07.2018	30.12.2019	29.07.2023		0,40	0,015	0,2	0,003
18	20.5500.4 307.18	29.10.2018	30.06.2020	28.10.2023		0,40	0,015	0,2	0,003
19	20.5500.1 88.19	29.01.2019	31.12.2019	28.01.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
20	20.5500.3 37.19	20.02.2019	20.06.2019	19.02.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
21	20.5500.1 826.19	23.05.2019	23.09.2019	21.05.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
22	20.5500.2 006.19	10.06.2019	10.10.2019	08.06.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
23	20.5500.2 464.19	04.07.2019	04.01.2020	02.07.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
24	20.5500.2 849.19	31.07.2019	30.11.2019	29.07.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
25	20.5500.3 392.19	06.09.2019	06.03.2020	04.09.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
26	20.5500.3 571.19	23.09.2019	23.03.2020	21.09.2024		0,40	0,015	0,2	0,003
27	20.5500.5 20.19	04.03.2019	04.09.2019	02.03.2024		0,40	0,01	0,2	0,002
28	20.5500.1 714.16	27.04.2016	27.10.2016	26.04.2021		0,23	0,005	0,2	0,001
29	20.5500.8 39.19	09.04.2019	09.08.2019	07.04.2024		0,23	0,005	0,2	0,001
30	20.5500.8 67.19	09.04.2019	09.08.2019	07.04.2024		0,23	0,001	0,2	0,0002
Итого, МВт									0,194

Максимальная нагрузка трансформаторов 110 кВ подстанции 110 кВ Кировская в зимний период 2024 года с учетом существующей нагрузки и нагрузки, учтенной в утвержденных технических условиях на технологическое присоединение (с учетом коэффициентов реализации), составит 31 МВА.

При отключении трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 31 МВА (124 процента от номинальной мощности) или 155,6 А (124 процента от $I_{ном}=125,5$ А), что превышает допустимую длительную нагрузку ($K_{доп}=1,175$).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует (письмо филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» от 16 марта 2020 года № 1.5/01-02/2380). Потребуется ввод ограничения потребителей в размере 1,434 МВт (1,63 МВА).

Максимальная нагрузка трансформаторов подстанции 110 кВ Кировская в летний период 2024 года с учетом существующей нагрузки и нагрузки, учтенной в утвержденных ТУ на ТП (с учетом коэффициентов реализации), составит 18,74 МВА. При отключении трансформатора 1Т нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т может составить 18,74 МВА (75 процентов от номинальной мощности) или 94 А (75 процентов от $I_{ном}=125,5$ А), что не превышает допустимую длительную нагрузку с $K_{ддоп}=0,91$.

Также по результатам проведенной диагностики и обследования трансформатора 1Т на подстанции 110 кВ Кировская мощностью 25 МВА выявлена повышенная концентрация растворенных газов, свидетельствующая о развивающемся внутреннем дефекте (акт комплексного обследования и оценки состояния оборудования подстанции 110 кВ Кировская от 11 февраля 2020 года). На основании изложенного техническое состояние трансформатора 1Т подстанции 110 кВ Кировская оценивается как «ухудшенное».

С учетом технического состояния трансформатора 1Т и недопустимой существующей перегрузки трансформаторов подстанции 110 кВ Кировская (123,5 процентов от номинальной мощности при $K_{ддоп}=1,175$) необходимо произвести замену трансформаторов мощностью 2x25 МВА на трансформаторы аналогичной мощности (что позволит использовать их перегрузочную способность с допустимым коэффициентом $K_{ддоп}=1,25$ (для температуры -5°C), соответствующим режиму нагрузки с возможным повышенным износом изоляции) на время строительства нового центра питания 110 кВ (подстанция 110 кВ Семиреченская) с последующим перемещением данных трансформаторов на новую подстанцию 110 кВ Семиреченская. На этапе 2020 года рекомендуется осуществить замену трансформатора 1Т, на этапе 2021 – 2022 годов – 2Т.

Рекомендуемый срок реализации мероприятия по строительству подстанции 110 кВ Семиреченская – 2025 год.

Мероприятия по пунктам 2 – 7 приведены в соответствии с «Комплексной программой развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Омскэнерго» на территории ПАО «МРСК Сибири» – Омская область на пятилетний период 2020 – 2024 годов».

4.1.2. Перечень планируемых в 2020 – 2024 годах к строительству и реконструкции линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
Мероприятия, направленные на ликвидацию «узких мест» в энергосистеме Омской области			
1	Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ Сосновская с установкой секционного выключателя 110 кВ. Исполнитель: филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году	27,153
2	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Москаленки с увеличением пропускной способности трансформаторов тока. Исполнитель: ОАО «РЖД»	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году	62,18
3	Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ Тара с установкой управляемого шунтирующего реактора. Исполнитель: филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2020 году	194,198
4	Строительство ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская. Исполнитель: филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2025 году	636
5	Реконструкция ПС 110/10 кВ Кировская с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВА на 2х25 МВА (с последующим демонтажом ПС 110 кВ Кировская и перемещением трансформаторов на новую ПС 110 кВ Семиреченская) Исполнитель: филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется: 2020 год (замена 1Т), 2021 – 2022 годы (замена 2Т)	116,00

№ п/п	Наименование мероприятия и исполнитель проекта	Сроки реализации проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей
6	Строительство подстанции 110 кВ Семиреченская с трансформаторами 2х25 МВА (с переводом нагрузки от подстанции 110 кВ Кировская). Исполнитель: филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Завершение реализации проекта планируется в 2025 году	263,15

4.2. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Установленная мощность электрических станций энергетической системы Омской области на 1 января 2020 года составляет 1601,2 МВт.

На долю ТЭЦ, расположенных в городе Омске, приходится 97,8 процента установленной мощности электрических станций энергетической системы Омской области (1565,2 МВт).

Оставшиеся 2,2 процента установленной мощности (36 МВт) электрических станций энергетической системы Омской области составляют генерирующие мощности (блок-станции) промышленных предприятий: общества с ограниченной ответственностью «Омсктехуглерод» (далее – ООО «Омсктехуглерод»), ООО «Теплогенерирующий комплекс», АО «Омскшина».

Омские ТЭЦ входят в состав АО «ТГК-11».

АО «ТГК-11» создано в 2005 году в ходе реформирования энергетической системы Российской Федерации (с организационно-правовой формой открытого акционерного общества).

5 ноября 2014 года в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись об изменении наименования ОАО «ТГК-11» – на АО «ТГК-11».

В 2007 году на основании решения Совета директоров АО «ТГК-11» был создан Омский филиал АО «ТГК-11».

По итогам проведения годового общего собрания акционеров, состоявшегося 14 мая 2010 года, АО «ТГК-11» вошло в группу компаний публичного акционерного общества «Интер РАО ЕЭС» (далее – ПАО «Интер РАО»). АО «ТГК-11» является дочерним обществом ПАО «Интер РАО», которому в настоящее время принадлежат 100 процентов акций АО «ТГК-11».

В соответствии со Стратегией развития теплового бизнеса, обеспечения надежности и безопасности ПАО «Интер РАО», утвержденной Правлением ПАО «Интер РАО» 18 марта 2015 года, проведена реорганизация АО «ТГК-11», целью которой являлось выделение из имущественного комплекса компании

теплосетевых, теплосбытовых и теплогенерирующих (включая котельные) активов при сохранении контроля АО «ТГК-11» над обособленными активами.

В рамках реорганизации АО «ТГК-11» 20 декабря 2013 года общим собранием акционеров компании принято решение о выделении АО «Омск РТС» и открытого акционерного общества «Томск РТС» (далее – ОАО «Томск РТС»).

1 апреля 2014 года Межрайонной инспекцией Федеральной налоговой службы №12 по Омской области в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись о создании следующих юридических лиц путем реорганизации в форме выделения: АО «Омск РТС» и АО «Томск РТС».

1 декабря 2014 года внеочередным общим собранием акционеров АО «ТГК-11» принято решение о дальнейшей реорганизации компании в форме выделения АО «Томская генерация».

С 1 апреля 2015 года упразднены филиалы (Омский и Томский) АО «ТГК-11». Главный офис компании перенесен из города Новосибирска в город Омск.

В состав АО «ТГК-11» с 1 апреля 2015 года вошли следующие генерирующие источники – действующие омские ТЭЦ:

1) Омская ТЭЦ-3 – основное топливо – природный газ (в качестве растопочного и резервного топлива используется мазут). Введена в эксплуатацию в 1954 году, установленная мощность – 445,2 МВт / 1006,24 Гкал/час;

2) Омская ТЭЦ-4 – основное топливо – экибастузский каменный уголь (в качестве топлива используются также природный газ, растопочное топливо – мазут). Введена в эксплуатацию в 1965 году, установленная мощность – 385 МВт / 900 Гкал/час;

3) Омская ТЭЦ-5 – основное топливо – экибастузский каменный уголь (в качестве растопочного топлива используется мазут). Введена в эксплуатацию в 1980 году, установленная мощность – 735 МВт / 1763 Гкал/час.

Установленная мощность омских ТЭЦ АО «ТГК-11» составила 1565,2 МВт / 3669,24 Гкал/час.

В состав АО «Омск РТС» с 1 апреля 2015 года вошли:

1) Омская ТЭЦ-2 – работает в режиме котельной, основное топливо – природный газ (в качестве топлива используется также кузнецкий уголь, мазут). Введена в эксплуатацию в 1941 году, установленная мощность – 378 Гкал/час;

2) Кировская районная котельная (далее – КРК) – основное топливо – природный газ (в качестве топлива используется также мазут). Ввод в эксплуатацию первого агрегата состоялся в 1969 году, установленная мощность 585 Гкал/час.

Установленная тепловая мощность омских ТЭЦ АО «Омск РТС» составила 963 Гкал/час. Общая установленная мощность омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС» составляет 1565,2 МВт / 4632,24 Гкал/час.

В 2009 году на Омской ТЭЦ-3 выведен из эксплуатации турбоагрегат Р-25-90/18, ст. № 3 мощностью 25 МВт. Установленная мощность Омской

ТЭЦ-3 снизилась с 375 МВт до 350 МВт, а после реконструкции турбоагрегата ст. № 11 в 2010 году и турбоагрегата ст. № 9 в 2011 году (с увеличением мощности по 10 МВт на каждом турбоагрегате) увеличилась до 370 МВт.

В 2013 году на Омской ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию парогазовая установка (ПГУ) с установленной мощностью 85,2 МВт, реконструирован турбоагрегат ст. № 12, установленная мощность которого увеличена до 60 МВт. При этом в 2013 году (после завершения строительства ПГУ) выведены из эксплуатации два турбоагрегата Омской ТЭЦ-3 общей мощностью 75 МВт – турбоагрегат ВПТ-50-3 (ст. № 10) и ПТ-25-90/10М (ст. № 6). Установленная мощность Омской ТЭЦ-3 по состоянию на 1 января 2014 года составила 390,2 МВт.

В 2014 году завершена реконструкция турбоагрегата ст. № 13 (Р-50-130-1) Омской ТЭЦ-3 с увеличением установленной мощности до 60 МВт (на 10 МВт). Установленная мощность Омской ТЭЦ-3 по состоянию на 1 января 2016 года составила 400,2 МВт.

В 2016 году на Омской ТЭЦ-3 завершено строительство турбины мощностью 120 МВт, которая заменила демонтированный агрегат ст. № 10.

С учетом ввода новой мощности на Омской ТЭЦ-3 АО «ТГК-11» осуществлен вывод из эксплуатации трех турбоагрегатов общей мощностью 75 МВт – турбоагрегатов Р-25-90/18 (ст. № 4), ПТ-25-90/10М (ст. № 7) и Р-25-90/18 (ст. № 8). Установленная мощность Омской ТЭЦ-3 по состоянию на 1 января 2017 года по электрической энергии составила 445,2 МВт, при этом тепловая мощность станции снизилась до 1006,24 Гкал/час (на 164,76 Гкал/час).

При реконструкции Омской ТЭЦ-3 в 2010 – 2011 годах проведен демонтаж трех котлоагрегатов ст. № 1 – 3. Электрогенерирующее оборудование первой очереди Омской ТЭЦ-3 (турбоагрегаты ст. № 4 – 9), установленное в период с 1956 по 1958 год на параметры острого пара 90 атмосфер, достигло паркового ресурса. Турбоагрегат первой очереди ст. № 9 по заключению соответствующей организации получил продление индивидуального ресурса, который истекает в 2022 году.

Турбоагрегаты второй очереди Омской ТЭЦ-3 (турбоагрегаты ст. № 11 – 13), установленные в период с 1962 по 1964 год, также достигли паркового ресурса, но по заключениям соответствующих организаций их индивидуальный ресурс продлен до 2025 – 2040 годов.

В 2017 году на Омской ТЭЦ-3 выведены из эксплуатации два котлоагрегата марки ТП-230 ст. № 5 и ст. № 6, в феврале 2018 года выведен из эксплуатации котлоагрегат марки ТП-230 ст. № 7, тепловая мощность станции осталась без изменений.

В 2010 году на Омской ТЭЦ-2 выведен из эксплуатации котлоагрегат ст. № 1 мощностью 38,7 Гкал/час. Установленная мощность Омской ТЭЦ-2 снизилась с 416,7 Гкал/час до 378 Гкал/час.

На Омской ТЭЦ-4 парковый ресурс отработали турбоагрегаты ст. № 4, 6, 7, 9. Индивидуальный ресурс турбоагрегата ст. № 4 истекает в 2023 году, ст. № 6 – в 2022 году, ст. № 7 – в 2020 году, ст. № 9 – в 2019 году.

В 2011 году на Омской ТЭЦ-4 выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 8 (Р-100-130), находившийся ранее на консервации в связи со снижением потребления пара промышленными потребителями. Демонтаж указанного турбоагрегата АО «ТГК-11» не планируется. Вместе с тем мощность агрегата при подсчете общей установленной электрической мощности станции не учитывается с 1 ноября 2011 года. Аналогичная ситуация на Омской ТЭЦ-4 сложилась с котлоагрегатом ст. № 6 (БКЗ-320-140), в связи с чем общая тепловая мощность станции также снижена.

В 2015 году на Омской ТЭЦ-4 выведены из эксплуатации турбоагрегат Р-50-130/13 ст. № 5, а также котлоагрегаты БКЗ-320-140 ст. № 5 и БКЗ-420-140 ст. № 10. Мощность станции снизилась с 435 МВт до 385 МВт по электрической энергии, с 1095 Гкал/час до 900 Гкал/час – по тепловой энергии.

Турбоагрегаты Омской ТЭЦ-5 (ст. № 1 – 5) имеют парковый ресурс до 2020 – 2021 годов.

В 2014 году на Омской ТЭЦ-5 выполнено техническое перевооружение (реконструкция) турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. № 1 с увеличением установленной мощности до 100 МВт (на 20 МВт). Маркировка турбоагрегата ст. № 1 изменена на ПТ-98/108-12,8/1,28.

В 2015 году на Омской ТЭЦ-5 выполнено техническое перевооружение (реконструкция) турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. № 2 с увеличением установленной мощности до 100 МВт (на 20 МВт). Маркировка турбоагрегата ст. № 2 изменена на ПТ-98/110-130/13-1М.

Мощность Омской ТЭЦ-5 увеличилась с 695 МВт до 735 МВт по электрической энергии, с 1735 Гкал/час до 1763 Гкал/ час – по тепловой энергии.

В 2018 и 2019 годах вводов в эксплуатацию котельного и генерирующего оборудования на омских ТЭЦ и КРК не осуществлялось.

Состав оборудования омских ТЭЦ АО «ТГК-11» приведен в приложении № 9 к Программе.

4.2.1. Структура установленной мощности омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС»

№ п/п	Наименование ТЭЦ	Электрическая мощность		Тепловая мощность	
		МВт	В процентах от общего объема	Гкал/час	В процентах от общего объема
АО «ТГК-11»					
1	Омская ТЭЦ-3	445,2	28,4	1006,24	21,7
2	Омская ТЭЦ-4	385	24,6	900	19,4
3	Омская ТЭЦ-5	735	47,0	1763	38,1
	Итого по АО «ТГК-11»	1565,2	100,0	3669,24	79,2
АО «Омск РТС»					
4	Омская ТЭЦ-2	–	–	378	8,2

№ п/п	Наименование ТЭЦ	Электрическая мощность		Тепловая мощность	
		МВт	В процентах от общего объема	Гкал/час	В процентах от общего объема
5	КРК	–	–	585	12,6
	Итого по АО «Омск РТС»	–	–	963	20,8
	ВСЕГО	1565,2	100,0	4632,24	100,0

4.2.2. Вывод из эксплуатации мощностей, вырабатывающих электрическую энергию, на существующих омских ТЭЦ в 1984 – 2019 годах

Тип и ст. № агрегата	Установленная мощность, МВт	Год вывода из эксплуатации
Омская ТЭЦ-1		
Итого по станции	21	1986
Омская ТЭЦ-2		
Р-4-13/1,2, ст. № 1	4	1984
ПТ-12-39, ст. № 2	12	1986
ПТ-25-39, ст. № 3	25	1992
Сименс-шукерт, ст. № 4	25	1988
Итого по станции	66	
Омская ТЭЦ-3		
Р-10-15/1,2, ст. № 5	10	1995
ПТ-25-90-10М, ст. № 1	25	2004
ПТ-25-90-10М, ст. № 2	25	2006
Р-25-90/18, ст. № 3	25	2009
ПТ-25-90/10М, ст. № 6	25	2013
ВПТ-50-3, ст. № 10	50	2013
Р-25-90/18, ст. № 4	25	2016
ПТ-25-90/10М, ст. № 7	25	2016
Р-25-90/18, ст. № 8	25	2016
Итого по станции	235	
Омская ТЭЦ-4		
ПТ-50-130, ст. № 1	50	1989
ПТ-50-130, ст. № 2	50	1991
ПТ-50-130, ст. № 3	50	1993
Р-100-130, ст. № 8	100	2011
Р-50-130/13, ст. № 5	50	2015
Итого по станции	300	

Блок-станции промышленных предприятий представлены тремя электростанциями, подключенными на параллельную работу к энергетической системе Омской области:

- 1) теплоэлектростанция ООО «Омсктехуглерод»:
 - установленная электрическая мощность – 18 МВт;
 - установленная тепловая мощность – 38,4 Гкал/час;
- 2) теплоэлектростанция АО «Омкшина» установленной электрической мощностью 12 МВт;
- 3) теплоэлектростанция ООО «Теплогенерирующий комплекс»:
 - установленная электрическая мощность – 6 МВт;
 - установленная тепловая мощность – 5,9 Гкал/час.

4.2.3. Состав оборудования существующих электростанций (блок-станций) промышленных предприятий

№ п/п	Наименование и тип агрегата	Количество единиц оборудования (шт.)	Установленная мощность (МВт)	Вид топлива
ООО «Омсктехуглерод»				
1	Паровая турбина П-6-1,2/0,5	3	6 МВт	Технологический газ, получаемый в процессе производства техуглерода
2	Турбогенератор Т-6-2УЗ	3	6 МВт	
АО «Омкшина»				
1	Паровая турбина Р-6-3,4/1,0М-1	2	6 МВт	Газ
2	Турбогенератор Т-6-2УЗ	2	6 МВт	Газ
ООО «Теплогенерирующий комплекс»				
1	Газопоршневой агрегат корпорации G3520E	3	2 МВт	Газ

В части реконструкции объектов генерации энергетической системы Омской области АО «ТГК-11» планирует выполнить техническое перевооружение турбоагрегата ст. № 7 на Омской ТЭЦ-4 без увеличения мощности со сроком ввода в 2021 году, а также техническое перевооружение турбоагрегата ст. № 9 на Омской ТЭЦ-4 без увеличения мощности со сроком ввода в 2024 году. Основанием для выполнения проекта является заключение открытого акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного знамени теплотехнический научно-исследовательский институт» (город Москва) по техническому состоянию турбины (от 31 октября 2016 года № 04/33).

Рост генерирующих мощностей блок-станций промышленных предприятий в перспективе может быть осуществлен за счет ввода в

промышленную эксплуатацию теплоэлектростанции мощностью 36 МВт в АО «Омский каучук», однако сроки проведения указанного мероприятия не определены, в связи с чем объект не включается в перечень планируемых к строительству и реконструкции электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Одним из перспективных проектов по созданию генерирующих объектов в Омской области является строительство акционерным обществом «Группа компаний «Титан» (далее – АО «ГК «Титан») парогазовой установки мощностью 125 МВт для покрытия существующей потребности в мощности АО «Омский каучук» и собственной перспективной нагрузки АО «ГК «Титан» (договор на технологическое присоединение от 7 апреля 2015 года № 09/03ТП). В настоящее время ведется проектирование энергообъекта. В связи с тем, что мероприятие не включено в Схему и программу развития ЕЭС России, объект не включается в перечень планируемых к строительству и реконструкции электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Оценка объемов капитальных вложений в энергогенерирующие объекты приведена по данным инвесторов (исполнителей проектов).

4.2.4. Перечень планируемых в 2020 – 2024 годах к строительству и реконструкции электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Наименование мероприятия	Ввод мощности, МВт	Сроки реализации перспективного проекта	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Реконструкция и модернизация действующих ТЭЦ (Исполнитель: АО «ТГК-11»)			
Омская ТЭЦ-4			
Техническое перевооружение турбоагрегата ст. № 7 типа Т-100/120-130	0	Реализация проекта планируется в 2021 году	1084,88
Техническое перевооружение турбоагрегата ст. № 9 типа ПТ-135/165-130/15	0	Реализация проекта планируется в 2021 – 2024 годах	1130,935
Всего увеличение установленной мощности энергетической системы Омской области до 2024 года	0		

4.3. Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

Основу электросетевого комплекса Омской области напряжением ниже 110 кВ составляют линии электропередачи и подстанции филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» и АО «Омскэлектро».

Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» обслуживает на территории города Омска и в муниципальных районах Омской области:

1) 37064,89 км линий электропередачи напряжением 0,4 кВ, 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ;

2) 190 подстанций напряжением 35 кВ с общей мощностью трансформаторов 955,76 МВА;

3) 10038 трансформаторных подстанций напряжением 6 – 10(35)/0,4 кВ с общей мощностью трансформаторов 2179,607 МВА.

Муниципальное производственно-эксплуатационное предприятие «Омскэлектро» (далее – МПЭП «Омскэлектро») создано в 1993 году.

С 2002 года МПЭП «Омскэлектро» было преобразовано в муниципальное унитарное производственно-эксплуатационное предприятие «Омскэлектро», а с 2011 года функционировало в виде муниципального производственно-эксплуатационного предприятия города Омска «Омскэлектро» (далее – МПЭП города Омска «Омскэлектро»).

МПЭП города Омска «Омскэлектро» преобразовано в ОАО «Омскэлектро» с 29 марта 2013 года на основании решения Омского городского Совета от 24 октября 2012 года № 67 «О преобразовании муниципального производственно-эксплуатационного предприятия города Омска «Омскэлектро» в открытое акционерное общество» и распоряжения Администрации города Омска от 27 декабря 2012 года № 452-р «Об условиях приватизации Муниципального производственно-эксплуатационного предприятия города Омска «Омскэлектро».

В соответствии с гражданским законодательством ОАО «Омскэлектро» с 27 марта 2015 года переименовано в АО «Омскэлектро».

АО «Омскэлектро» обслуживает более 60 процентов электрических сетей на территории города Омска напряжением 0,4 – 10 кВ (с учетом бесхозных объектов недвижимого имущества электросетевого комплекса), а также одну подстанцию 110/6 кВ, в том числе:

1) кабельные линии электропередачи напряжением 6 – 10 кВ – 2 175,86 км;

2) кабельные линии электропередачи напряжением 0,4 кВ – 1 822,66 км;

3) воздушные линии электропередачи напряжением 6 – 10 кВ – 326,04 км;

4) воздушные линии электропередачи напряжением 0,4 кВ – 1 544,24 км;

5) кабельные и воздушные линии электропередачи наружного освещения напряжением 0,4 кВ – 988,9 км;

6) трансформаторные подстанции и распределительные пункты – 1 666 шт.

Оценка объемов капитальных вложений в электросетевые объекты приведена по данным инвесторов (исполнителей проектов).

4.3.1. Сводные данные по развитию в Омской области в 2020 – 2024 годах электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

Наименование мероприятия	Объемные показатели	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Исполнитель: филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»		
Реконструкция подстанции 110/10 кВ Октябрьская с реконструкцией ЗРУ 10 кВ с заменой 5 масляных выключателей на вакуумные	5 шт.	11,786
Реконструкция подстанции 110кВ Большие Уки с установкой двух дизельных электростанций суммарной мощностью 2 x 2 МВА, подключенных к секциям шин 10 кВ	2/2 МВА	110,72
Реконструкция подстанций 35 кВ с увеличением трансформаторной мощности (Пушкино (замена трансформаторов 2 x 4 МВА на 2 x 10 МВА, Красноярская (замена трансформаторов 2 x 5,6 МВА на 2 x 10 МВА))	2 шт. / 40 МВА	192,5
Присоединение существующей ВЛ 35 кВ 35Ц к подстанции Береговая с целью разгрузки подстанции 110/35/10 кВ Новотроицкая		
Строительство трансформаторных подстанций (0,4 – 10 кВ)	27 МВА	143,0
Реконструкция подстанций 35 кВ с увеличением трансформаторной мощности (Омская (замена трансформаторов 2 x 6,3 МВА на 2 x 10 МВА (проект «Цифровая подстанция»)), Красноярская (замена трансформаторов 2 x 5,6 МВА на 2 x 10 МВА))	2 шт. / 40 МВА	192,5
Строительство кабельных линий (0,4, 10, 35 кВ)	10 км	81,5

Наименование мероприятия	Объемные показатели	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
Строительство воздушных линий (0,4, 10, 35 кВ)	493,6 км	962,5
Реконструкция воздушных линий 0,4 кВ, 10 кВ, в том числе с заменой голого провода на самонесущий изолированный провод	789,9 км	612,2
Реконструкция трансформаторных подстанций и распределительных пунктов 6 – 10 кВ	1,25 МВА	6,5
Городской РЭС производственного отделения «Западные электрические сети», распределительная сеть от подстанции 35/10 кВ Омская (проект «Цифровой РЭС»)		
Реконструкция распределительных сетей от подстанции 35/10 кВ Омская Городского РЭС производственного отделения «Западные электрические сети» (с применением телеуправляемых разъединителей и выключателей нагрузки, организацией каналов связи и других элементов повышения наблюдаемости электрических сетей)	10 шт.	4,84
Реконструкция воздушных линий 6 – 10 кВ с установкой реклоузеров в Омской области (фидеры Ом-1, Ом-2, Ом-3, Ом-5, Ом-6)	10 шт.	14,78
Модернизация оперативного программно-технического комплекса для обеспечения технологического и ситуационного управления	–	111,84
Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии (0,4 кВ и ниже)	23 точки учета	0,4584
Модернизация распределительного устройства 10 кВ подстанции 110/10 кВ Карбышево с заменой выключателя 10 кВ и устройств релейной защиты и автоматики	1 шт.	2,014
Модернизация воздушной линии	1 шт.	1,684

Наименование мероприятия	Объемные показатели	Объем финансирования проекта, млн. рублей с НДС
10 кВ фидер КБ-2313 с установкой реклоузера		
Исполнитель: АО «Омскэлектро»		
Реконструкция воздушных линий 0,4 кВ	696,13 км	296,435
Реконструкция воздушных линий 10 кВ	22,45 км	31,942
Замена силовых трансформаторов ТМ-100-630 кВА	201 шт/ 95,38 МВА	65,892
Реконструкция трансформаторных подстанций, распределительных пунктов	1 шт.	0,144
Строительство кабельных линий 10 кВ (взамен существующих)	100,014 км	775,507
Строительство кабельных линий 0,4 кВ (взамен существующих)	10,68 км	13,36
Строительство КТП-630-10/0,4 кВА (взамен существующих)	7 шт./ 2,86 МВА	4,239
Монтаж прибора технического учета в трансформаторную подстанцию и на воздушную линию	23 шт.	6,947
Исполнитель: АО «Электротехнический комплекс»		
Реконструкция подстанции 110/10/6 кВ Кислородная в части распределительного устройства 6 кВ (замена оборудования в ячейках)		142,9

4.4. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных электросетевых организаций

Постановлением Правительства Омской области от 2 ноября 2011 года № 212-п «Об утверждении Положения о Региональной энергетической комиссии Омской области» определено, что уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг) для электросетевых организаций в соответствии с законодательством устанавливается Региональной энергетической комиссией Омской области.

Основой для установления показателей уровня надежности оказываемых услуг в отношении территориальных электросетевых организаций являются положения, закрепленные постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 года № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества

поставляемых товаров и оказываемых услуг», а также приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 года № 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».

В Программе приводится оценка плановых значений показателя уровня надежности оказываемых услуг для крупнейших территориальных электросетевых организаций – филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» и АО «Омскэлектро»:

1) филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Приказом Региональной энергетической комиссии Омской области от 26 декабря 2017 года № 613/82 «Об установлении плановых показателей уровня надежности и качества услуг, оказываемых территориальными сетевыми организациями на территории Омской области в пределах долгосрочных периодов регулирования на 2018 – 2020 годы и 2018 – 2022 годы» установлены следующие показатели уровня надежности оказываемых услуг:

Наименование показателя	Значение показателя (по годам)				
	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки	0,6195	0,6102	0,601	0,592	0,5831
Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки	0,4411	0,4345	0,428	0,4216	0,4153

2) АО «Омскэлектро».

Приказом Региональной энергетической комиссии Омской области от 24 декабря 2019 года № 566/87 «Об установлении плановых показателей уровня надежности и качества услуг, оказываемых территориальными сетевыми организациями на территории Омской области в пределах долгосрочных периодов регулирования на 2020 – 2022 годы и 2020 – 2024 годы» установлены следующие показатели уровня надежности оказываемых услуг:

Наименование показателя	Значение показателя (по годам)				
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Показатель средней	0,0135	0,0133	0,0131	0,0129	0,0127

продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки					
Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки	0,1189	0,1171	0,1153	0,1136	0,1119

4.5. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии

Проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020 – 2026 годы предусмотрен ввод следующих генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на территории Омской области в период 2020 – 2024 годов:

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Место расположения	Сроки реализации проекта
Исполнитель: ООО «Грин Энерджи Рус»			
Нововаршавская солнечная электростанция 30 МВт (первый этап – 15 МВт) код группы точек поставки (далее – ГТП) – GVIE0671)	15	Нововаршавский муниципальный район	2020 год
Нововаршавская солнечная электростанция 30 МВт (второй этап 15 МВт) код ГТП – GVIE0682	15	Нововаршавский муниципальный район	2020 год
Всего увеличение установленной мощности энергетической системы Омской области до 2024 года	30		

Вывод из эксплуатации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на территории Омской области в период 2020 – 2024 годов не планируется.

5. Объемы производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области

5.1. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность в Омской области

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на территории Омской области в 2020 – 2024 годах сформирован с учетом положений Схемы и программы развития ЕЭС России, а также анализа отчетной динамики и структуры потребления электрической энергии в Омской области в 2015 – 2019 годах, динамики изменения максимума нагрузки в энергетической системе Омской области и реализации крупных инвестиционных проектов по созданию новых промышленных производств, объектов инфраструктуры.

В 2000 – 2008 годах в Омской области прослеживался устойчивый рост спроса на электрическую энергию. Среднегодовой темп роста потребления электрической энергии составлял около 1,6 процента.

В 2009 году в связи с кризисными явлениями в экономике объем электропотребления снизился на 3,5 процента к уровню 2008 года и составил 10184 млн. кВт.ч.

В 2010 году объем электропотребления вновь начал расти и составил 10392 млн. кВт.ч (102 процента к уровню 2009 года).

Рост электропотребления продолжался в 2011 – 2012 годах: в 2011 году – 101 процент к уровню 2010 года, в 2012 году – 104 процента к уровню 2011 года. В 2013 году произошло незначительное снижение объема электропотребления, который составил 10888,1 млн. кВт.ч (99,9 процентов к уровню 2012 года – 10902,4 млн. кВт.ч).

В 2014 году объем электропотребления в Омской области составил 10992,5 млн. кВт.ч (рост к уровню 2013 года на 1 процент).

В 2015 году объем электропотребления в Омской области составил 10880,8 млн. кВт.ч (снижение к уровню 2014 года на 1 процент).

В 2016 году продолжилось снижение объема электропотребления в Омской области, который составил 10862,4 млн. кВт.ч (снижение к уровню 2015 года на 0,2 процента).

В 2017 году сохранилась тенденция снижения общего уровня электропотребления в Омской области, который составил 10806,9 млн. кВт.ч (снижение к уровню 2016 года на 0,5 процентов).

В 2018 году объем электропотребления в Омской области увеличился и составил 11015,0 млн. кВт.ч (рост к уровню 2017 года на 1,9 процентов).

В 2019 году объем электропотребления в Омской области снизился и составил 10681,2 млн. кВт.ч (снижение к уровню 2018 года на 3,0 процента).

В структуре потребления электрической энергии на территории Омской области традиционно высокую долю занимает промышленность – в 2015 – 2019 годах – до 42,5 процентов.

При этом в структуре промышленного производства наибольшая доля относится к обрабатывающим отраслям промышленности (нефтехимической,

машиностроительной) – до 28,4 процента от общего объема электропотребления в Омской области.

Основными (крупными) потребителями, составляющими не менее 1 процента от общего объема электропотребления в Омской области, традиционно являются АО «Газпромнефть – ОНПЗ», ОАО «РЖД», АО «Омский каучук», АО «Омскшина», ОАО «ОмскВодоканал».

5.1.1. Перечень основных (крупных) потребителей электрической энергии

млн. кВт.ч

Наименование потребителя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
АО «Газпромнефть – ОНПЗ»	1483,6	1531,6	1501,5	1527,1	1492,8
ОАО «РЖД»	920,3	1125,1	1051,9	1116,0	1117,4
АО «Омский каучук»	327,2	302,9	312,9	305,3	313,0
АО «Омскшина»	151,0	149,5	161,7	163,2	158,0
ОАО «ОмскВодоканал»	140,2	189,45	127,0	125,5	122,6
АО «Омский завод транспортного машиностроения»	112,1	130,5	97,7	94,5	93,7
Филиал АО «ОДК» «ОМО им. П.И. Баранова»	35,6	55,9	55,2	51,7	49,87
«ПО «Полет» – филиал АО «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»	42,6	37,9	32,7	41,4	33,4
Общество с ограниченной ответственностью «ИКЕА МОС (Торговля и Недвижимость)»	41,1	39,9	38,4	35,0	34,1
АО «ОмПО «Иртыш»	17,2	17,1	18,2	16,7	17,4

5.1.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность в Омской области в 2020 – 2024 годах

Наименование показателя	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Потребление электрической энергии в энергетической системе Омской области, млн. кВт.ч	11142	11187	11270	11330	11572
Максимум потребления электрической энергии в энергетической системе Омской области, МВт	1839	1851	1864	1874	1900

5.1.3. Структура потребления электрической энергии в Омской области
в 2015 – 2019 годах по видам экономической деятельности

Наименование показателя	2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии
Сельское хозяйство	326,4	3,0	305,7	2,8	216,1	2,0	275,4	2,5	246,4	2,3
Промышленность, в том числе	4624,3	42,5	4516,5	41,6	4203,9	38,9	4472,1	40,6	4515,4	42,3
1) обрабатывающие производства	3090,1	28,4	2986,7	27,5	2647,7	24,5	2908,0	26,4	2854,8	26,7
2) производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1534,2	14,1	1529,8	14,1	1556,2	14,4	1564,1	14,2	1660,6	15,6
Добыча полезных ископаемых	87	0,8	82,2	0,8	75,7	0,7	88,1	0,8	2,0	0,02
Строительство	130,6	1,2	108,0	1,0	64,8	0,6	88,1	0,8	63,0	0,6
Транспорт и связь	1207,8	11,1	1190,9	10,9	1296,8	12,0	1266,7	11,5	1326,0	12,4
Предоставление прочих коммунальных, социальных и	141,5	1,3	131,4	1,2	345,8	3,2	220,3	2,0	220,3	2,0

Наименование показателя	2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии	млн. кВт.ч	процент от общего объема потребленной электрической энергии
персональных услуг										
Потреблено населением	1675,6	15,4	1700,2	15,6	1685,9	15,6	1729,4	15,7	1892,3	17,7
Прочие виды экономической деятельности	1599,5	14,7	1733,7	16,0	1750,7	16,2	1762,4	16,0	1321,2	12,4
Потери в электрических сетях	1088,1	10,0	1093,8	10,1	1167,2	10,8	1112,5	10,1	1094,7	10,2
Потреблено электрической энергии, всего	10880,8	100,0	10862,4	100,0	10806,9	100,0	11015,0	100,0	10681,2	100,0

5.2. Перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области

Перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности в Омской области на 2020 – 2024 годы сформирован на основе анализа баланса и структуры выработки электрической энергии в 2015 – 2019 годах.

В 2015 – 2019 годах доля электрической энергии, вырабатываемой омскими ТЭЦ АО «ТГК-11» и блок-станциями промышленных предприятий, в общем балансе электрической энергии в энергетической системе Омской области составляла от 57 до 66 процентов.

Прогнозный баланс мощности энергетической системы Омской области в период с 2020 года по 2024 год является дефицитным (значения максимального потребления мощности (зима) в энергетической системе Омской области превышает значение располагаемой мощности электростанций Омской области).

5.2.1. Баланс производства и потребления электрической энергии в Омской области

5.2.1.1. Баланс производства и потребления электрической энергии в Омской области (факт)

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Потребление электрической энергии в энергетической системе Омской области, всего, млн. кВт.ч	10880,8	10862,4	10806,9	11015	10681,2
Покрытие (производство электрической энергии), млн. кВт*ч	7194,6	6876,4	6956,5	6625,5	6130,5
В том числе:					
ТЭС	7194,6	6876,4	6956,5	6625,5	6130,5
СЭС	-	-	-	-	-
Сальдо-переток электрической энергии в энергетической системе Омской области, млн. кВт.ч	3686,2	3986	3850,4	4389,5	4550,7
Доля выработки электрической энергии электростанциями, расположенными на территории Омской области, в общем объеме потребления электрической энергии, процентов	66	63	64	60	57
Доля сальдо-перетока в общем	34	37	36	40	43

объеме электрической процентов	потребления энергии,					
--------------------------------------	-------------------------	--	--	--	--	--

5.2.1.2. Баланс производства и потребления электрической энергии
в Омской области (прогноз)

Наименование показателя	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Потребление электрической энергии в энергетической системе Омской области, всего, млн. кВт.ч	10136	10959	11255	11521	11572
Покрытие (производство электрической энергии), млн. кВт.ч	7234	7252	7507	7503	7630
В том числе:					
ТЭС	7234	7198	7453	7449	7576
СЭС	-	54	54	54	54
Сальдо-переток электрической энергии в энергетической системе Омской области, млн. кВт.ч	2902	3707	3748	4018	3942
Доля выработки электрической энергии электростанциями, расположенными на территории Омской области, в общем объеме потребления электрической энергии, процентов	71	66	67	62	66
Доля сальдо-перетока в общем объеме потребления электрической энергии, процентов	29	34	33	35	34

5.2.2. Фактический баланс производства и потребления мощности в Омской области

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Максимальное потребление мощности в энергетической системе Омской области, всего, МВт	1782	1818	1786	1791	1776
Установленная электрическая мощность электростанций, МВт, в том числе	1542,2	1682,2	1607,2	1607,2	1601,2
1) установленная электрическая мощность омских ТЭЦ	1500,2	1640,2	1565,2	1565,2	1565,2
2) установленная электрическая мощность блок-станций промышленных предприятий	42	42	42	42	36
Генерация мощности электростанциями энергетической системы Омской области, всего, МВт, в том числе	1065	1208	1052	1168	957
1) генерация мощности Омской ТЭЦ-3, МВт	262	365	305	339	236
2) генерация мощности Омской ТЭЦ-4, МВт	220	248	216	261	206
3) генерация мощности Омской ТЭЦ-5, МВт	561	570	505	545	490
4) генерация мощности блок-станциями промышленных предприятий, МВт	22	25	26	23	25
Сальдо-переток мощности в энергетической системе Омской области, МВт	717	610	734	623	819
Доля сальдо-перетока в максимальном потреблении мощности в энергетической системе Омской области, процентов	40	34	41	35	46

5.2.3. Прогнозный баланс производства и потребления мощности в Омской области

Наименование показателя	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Максимальное потребление мощности в энергетической системе Омской области (зима), всего, МВт	1770	1807	1855	1898	1900
Максимальное потребление мощности в энергетической системе Омской области (лето), всего, МВт	1211	1236	1269	1298	1300
Установленная электрическая мощность электростанций, МВт, в том числе	1631,2	1631,2	1631,2	1631,2	1631,2
1) установленная электрическая мощность омских ТЭЦ	1565,2	1565,2	1565,2	1565,2	1565,2
2) установленная электрическая мощность блок - станций промышленных предприятий	36	36	36	36	36
3) установленная электрическая мощность СЭС	30	30	30	30	30
Располагаемая мощность электростанций энергетической системы Омской области, всего, МВт, в том числе	1571	1571	1571	1571	1571
1) располагаемая мощность Омской ТЭЦ-3, МВт	445	445	445	445	445
2) располагаемая мощность Омской ТЭЦ-4, МВт	370	370	370	370	370
3) располагаемая мощность Омской ТЭЦ-5, МВт	734	734	734	734	734
4) располагаемая мощность блок-станций промышленных предприятий, МВт	22	22	22	22	22
5) располагаемая мощность СЭС, МВт	0	0	0	0	0
Дефицит / избыток мощности в энергетической системе Омской области, МВт	199	236	284	327	329
Доля сальдо-перетока в максимальном потреблении мощности в энергетической системе Омской области, процентов	11	13	15	17	17

6. Развитие системы теплоснабжения в Омской области. Топливообеспечение энергоисточников

6.1. Основные характеристики системы теплоснабжения Омской области

Объемы потребления тепловой энергии в Омской области за последние пять лет составляли:

- 1) 2015 год – 22973 тыс. Гкал;
- 2) 2016 год – 23484 тыс. Гкал;
- 3) 2017 год – 22776 тыс. Гкал;
- 4) 2018 год – 23854 тыс. Гкал;
- 5) 2019 год – 23045 тыс. Гкал.

6.2. Система теплоснабжения города Омска

Централизованная система теплоснабжения города Омска сложилась в основном в 1960 – 1980 годы.

Теплоснабжение части города Омска, расположенной на правом берегу реки Иртыш, осуществляется системами от омских ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 АО «ТГК-11» и Омской ТЭЦ-2 АО «Омск РТС», от котельных МП города Омска «Тепловая компания» и от ведомственных котельных.

Теплоснабжение части города Омска, расположенной на левом берегу реки Иртыш, осуществляется системами от КРК (АО «Омск РТС») и Омской ТЭЦ-3 (АО «ТГК-11»), от котельных МП города Омска «Тепловая компания» и от ведомственных котельных.

Всего на территории города Омска функционирует 177 теплоисточников суммарной установленной мощностью 9170,84 Гкал/час, в том числе:

1) 3 теплоисточника АО «ТГК-11» (омские ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5) установленной тепловой мощностью 3669,24 Гкал/час (40 процентов установленной тепловой мощности теплоисточников, расположенных в городе Омске);

2) 2 теплоисточника АО «Омск РТС» (Омская ТЭЦ-2, КРК) установленной тепловой мощностью 963 Гкал/час (10,5 процента);

3) 25 отопительных котельных МП города Омска «Тепловая компания» установленной мощностью 559,4 Гкал/час (6,1 процента);

4) 147 ведомственных и производственных котельных установленной мощностью 3979,2 Гкал/час (43,4 процента).

АО «Омск РТС» обслуживает около 100 процентов магистральных участков тепловых сетей, включая ответвления от магистралей непосредственно к потребителям, и около 10 процентов от общей протяженности тепловых сетей в городе Омске.

Средний срок службы трубопроводов магистральных сетей АО «Омск РТС» составляет 16 – 20 лет. Длина всех тепловых сетей от источников тепла при надземной прокладке составляет 26,6 процента, остальные тепловые сети выполнены в подземной прокладке, в том числе 71 процент – в железобетонных непроходных каналах.

В среднем по всем омским ТЭЦ соотношение открытых и закрытых систем теплоснабжения составляет 50 процентов.

МП города Омска «Тепловая компания» объединяет более 60 процентов распределительных тепловых сетей и ответвлений от них к потребителям. Передача тепловой энергии осуществляется не только от собственных котельных, но и от 12 ведомственных котельных.

На обслуживании МП города Омска «Тепловая компания» находятся 53 центральных тепловых пункта, 11 тепловых насосных станций. Тепловые сети от котельных в основном двухтрубные. Системы отопления подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. При необходимости снижение температуры в системах отопления потребителей осуществляется через индивидуальный тепловой пункт («элеватор») или от группового центрального теплового пункта.

Прокладка трубопроводов тепловых сетей МП города Омска «Тепловая компания»:

1) подземная в непроходных железобетонных сборных каналах – 77 процентов;

2) надземная на низких опорах – 23 процента.

Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении от теплоисточников МП города Омска «Тепловая компания», ведомственных и производственных котельных составляет 967,1 км, в том числе:

1) от магистральных тепловых сетей АО «Омск РТС» – 696,7 км;

2) от собственных котельных МП города Омска «Тепловая компания» – 181,2 км;

3) от ведомственных котельных – 89,2 км.

6.2.1. Перечень основных (крупных) потребителей тепловой энергии АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС» в 2015 – 2019 годах

Потребители	Теплоисточники	Объем потребления, Гкал				
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
АО «Газпром-нефть – ОНПЗ»	ТЭЦ-3,4	2362823	2303351	2250181	2539353	2546524
АО «Омский каучук»	ТЭЦ-3	137445	161669	145171	139090	134529
Открытое акционерное общество Омское производственное объединение «Радио-завод имени А.С. Попова»	ТЭЦ-5	25020	28123	27793	32650	31300

Потребители	Теплоис- точники	Объем потребления, Гкал				
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Учреждения Министерства обороны Российской Федерации	ТЭЦ-2, 3, 5	22768	22190	22194	37874	34343
Акционерное общество «Пер- вая грузовая компания»	ТЭЦ-3	126605	109065	110775	121486	121486
Федеральное государствен- ное бюджетное образователь- ное учреждение высшего обра- зования «Омский госу- дарственный аграрный уни- верситет имени П.А. Стольпи- на»	ТЭЦ-3, 5	35140	35529	35184	38550	34069
Акционерное общество «Центральное конструктор- ское бюро авто- матики»	ТЭЦ-5	22137	20500	19102	20577	19735

6.2.2. Динамика и структура потребления тепловой энергии, вырабатываемой АО «ГТК-11» и АО «Омск РТС»

Показатель	2015 год		2016 год		2017 год		2018 год		2019 год	
	Гкал	Про-цент	Гкал	Про-цент	Гкал	Про-цент	Гкал	Про-цент	Гкал	Про-цент
Полезный отпуск тепловой энергии, в том числе	9662508	100,00	9679995	100,00	9621996	100,00	10153686	100,00	9890845	100,00
1) промышленность	2656366	27,49	2619002	27,06	2546534	26,5	2839662	28,0	2825164	28,6
2) строительство	77872	0,81	65432	0,68	64812	0,7	59781	0,6	51323	0,5
3) транспорт и связь	256322	2,65	231185	2,39	222333	2,3	236826	2,3	215291	2,2
4) жилищно-коммунальный комплекс	20688	0,21	23259	0,24	51237	0,5	52930	0,5	45006	0,5
5) население	4409681	45,64	4434658	45,81	4462639	46,4	4539322	44,7	4482925	45,3
6) бюджетные потребители	797713	8,26	833367	8,60	827179	8,6	906438	8,9	881069	8,2
7) потери транспортировщиков	579968	6,00	646215	6,68	616537	6,4	590960	5,8	582243	5,9
8) прочие	863898	8,94	826877	8,54	830725	8,6	927767	9,2	877824	8,9

6.3. Система теплоснабжения муниципальных районов Омской области

Теплоснабжение потребителей в муниципальных районах Омской области осуществляется от котельных, использующих в качестве топлива природный газ, уголь, мазут, дрова.

Всего на территориях муниципальных районов Омской области действуют 2998 котельных, отапливающих в том числе жилищный фонд и объекты социального назначения, из них 689 котельных – на балансе предприятий жилищно-коммунального комплекса, 571 котельная – на балансе областных учреждений, 1230 котельных – на балансе сельских администраций, 508 котельных, находящихся на балансе прочих предприятий (ведомственных).

6.4. Динамика выработки и потребления тепловой энергии в Омской области в 2020 – 2024 годах

С учетом анализа потребления тепловой энергии в Омской области в 2015 – 2019 годах, планируемых к реализации инвестиционных проектов, потребление тепловой энергии в Омской области в 2020 – 2024 годах прогнозируется на уровне 23000 – 24000 тыс. Гкал в год с сохранением имеющейся региональной структуры теплопотребления (доля города Омска около 60 процентов, села – 40 процентов).

Доля выработки тепловой энергии омскими ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС» (крупнейшими производителями тепловой энергии на территории Омской области) планируется в объеме около 46 процентов от общего теплопотребления (порядка 11000 тыс. Гкал).

6.4.1. Прогноз выработки тепловой энергии омскими ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС» в 2020 – 2024 годах, тыс. Гкал

Наименование	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
АО «ТГК-11»					
Омская ТЭЦ-3	3378,44	3378,44	3378,44	3405,00	3431,56
Омская ТЭЦ-4	2033,24	2033,24	2033,24	2126,73	2220,21
Омская ТЭЦ-5	3445,92	3445,92	3445,92	3471,62	3497,32
Итого по АО «ТГК-11»	8857,60	8857,60	8857,60	9003,35	9149,09
АО «Омск РТС»					
Омская ТЭЦ-2	786,03	786,03	786,03	786,03	786,03
КРК	1185,10	1185,10	1185,10	1185,10	1185,10
Итого по АО «Омск РТС»	1971,13	1971,13	1971,13	1971,13	1971,13
ВСЕГО	10828,73	10828,73	10828,73	10828,73	10974,48

6.5. Направления развития системы теплоснабжения Омской области в 2020 – 2024 годах

Стратегия развития системы теплоснабжения Омской области в 2020 – 2024 годах должна быть направлена на:

- 1) обеспечение спроса на тепловую энергию;
- 2) приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- 3) первоочередную загрузку существующих источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- 4) вывод из работы малоэффективных (нерентабельных) котельных;
- 5) повышение эффективности использования тепловой энергии потребителями, в том числе в части снижения потерь при ее использовании;
- 6) организацию учета получаемых, производимых и отпускаемых энергетических ресурсов;
- 7) совершенствование технической политики в сфере теплоснабжения (в том числе внедрение инновационных технологий, повышение энергетической эффективности, оптимизация топливообеспечения).

Стратегия развития системы теплоснабжения должна быть реализована путем разработки и исполнения схем теплоснабжения муниципальных образований.

В связи с этим тепловые нагрузки по всем теплоисточникам, расположенным в Омской области, с перечнями мероприятий по развитию теплосетевых комплексов муниципальных районов Омской области отражены в утвержденных схемах теплоснабжения муниципальных районов Омской области (в рамках Программы не приводятся).

Администрацией города Омска совместно с АО «ТГК-11», МП города Омска «Тепловая компания» с привлечением специализированной научной организации разработана Схема теплоснабжения города Омска. В 2018 году проведена ее корректировка, в соответствии с которой сценарий развития системы теплоснабжения на территории города Омска предполагает:

- 1) строительство и расширение тепловых сетей для передачи тепловой энергии с правого берега на левый берег реки Иртыш в зоны перспективного роста тепловой нагрузки;
- 2) изменение зон действия теплоисточников АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС» (переключение части потребителей Омской ТЭЦ-5 и КРК на Омскую ТЭЦ-3);
- 3) закрытие котельной ФКУ ИК-3 УФСИН России по Омской области с подключением потребителей к Омской ТЭЦ-3;
- 4) закрытие котельной публичного акционерного общества «Сатурн» с подключением потребителей к Омской ТЭЦ-5;
- 5) переключение потребителей котельной «ПО «Полет» – филиал АО «ГКНППЦ им. М.В. Хруничева» (территории «О» и «Г») на Омскую ТЭЦ-5;
- 6) переключение потребителей котельной общества с ограниченной ответственностью «ГорСервис» на Омскую ТЭЦ-5.

6.6. Топливообеспечение энергоисточников

6.6.1. Топливо-энергетический баланс Омской области

Топливо-энергетический баланс Омской области представляет собой документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию Омской области и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов. Топливо-энергетический баланс Омской области составляется Министерством экономики Омской области в целях реализации Федерального закона «О теплоснабжении» на основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 года № 600 «Об утверждении Порядка составления топливо-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».

6.6.2. Топливообеспечение омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС» – крупнейших производителей электрической и тепловой энергии на территории Омской области

В 2019 году омскими ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС» потреблены следующие объемы топлива:

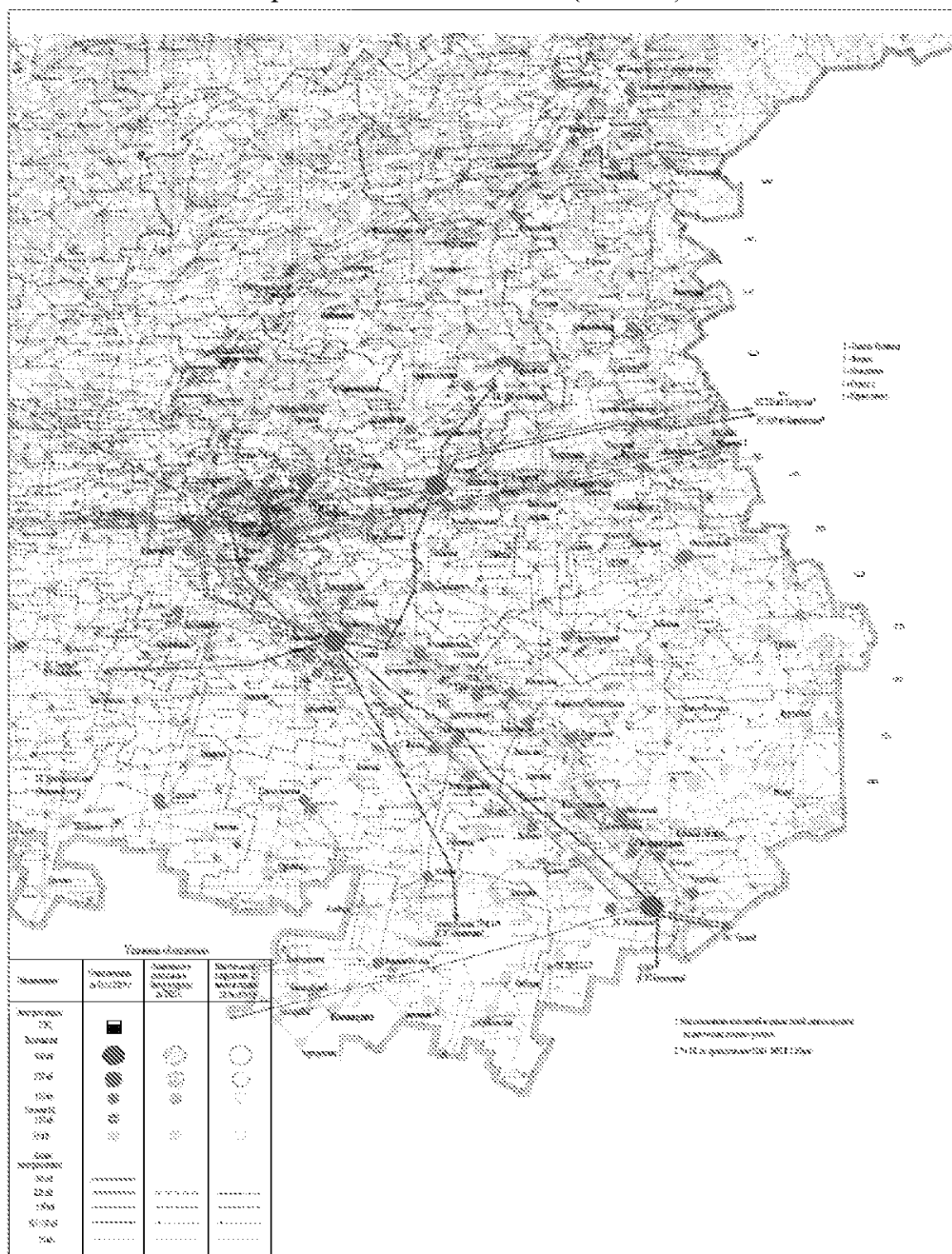
Энергоисточник	Газ, млн. куб.м	Мазут, тыс. тонн	Уголь, тыс. тонн
Омская ТЭЦ-3	761,972	0,900	–
Омская ТЭЦ-4	19,279	2,685	1341,993
Омская ТЭЦ-5	–	6,595	2558,035
Омская ТЭЦ-2	99,092	0,081	6,499
КРК	159,290	0	–
ВСЕГО	1039,633	10,261	3906,527

Перспективная потребность в топливе омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС» для обеспечения производства электрической энергии в соответствии с перспективным балансом сформирована на основе прогнозных показателей выработки тепловой и электрической энергии в 2020 – 2024 годах.

6.6.3. Перспективная потребность в топливе омских ТЭЦ АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС» на 2020 – 2024 годы

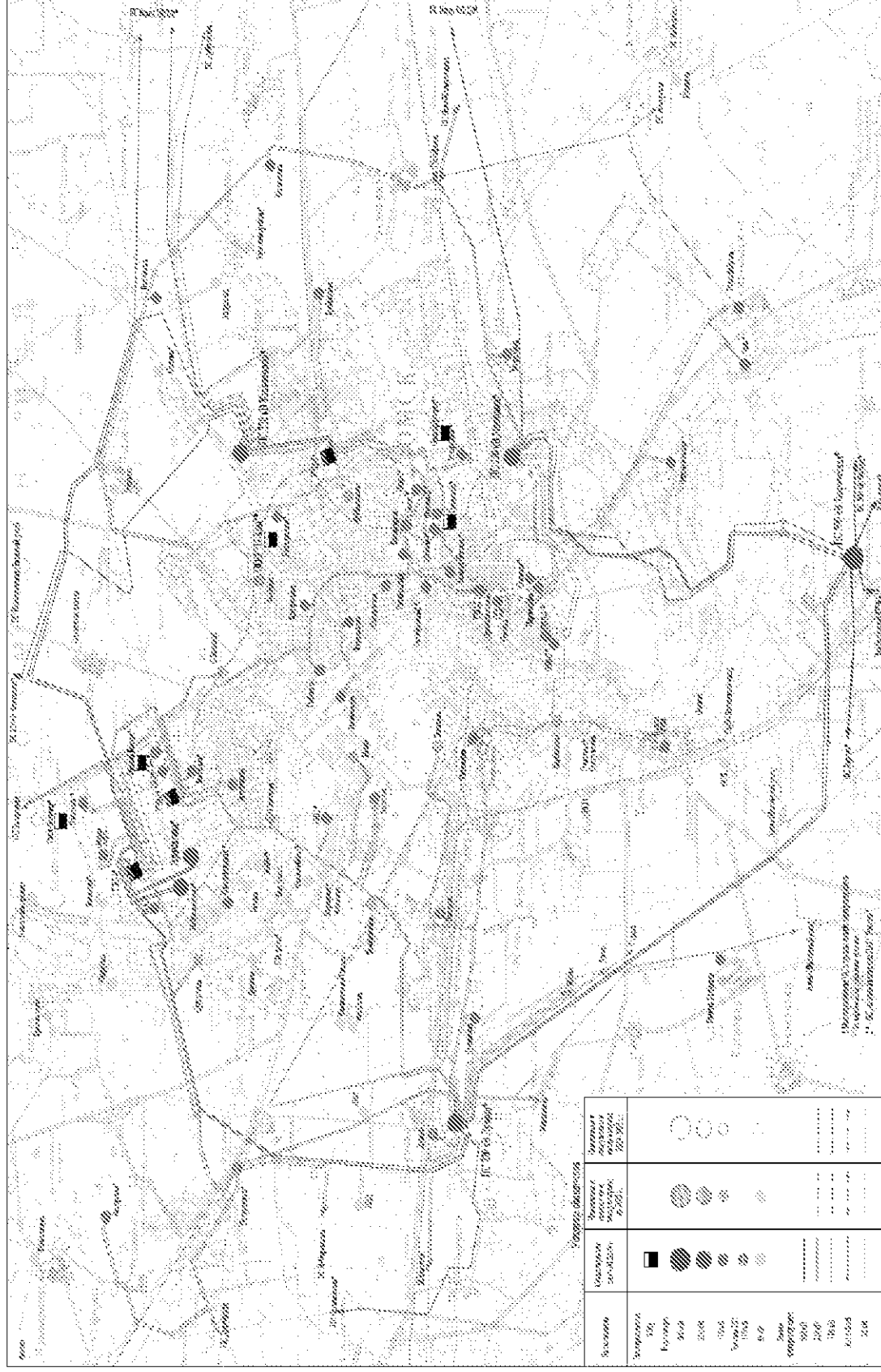
Наименование показателя и единицы измерения	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
АО «ТГК-11»					
Омская ТЭЦ-3					
Газ, млн. куб.м	872,00	872,00	872,00	876,00	879,00
Мазут, тыс. тонн	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Омская ТЭЦ-4					
Газ, млн. куб.м	102,00	113,00	113,00	114,00	116,00
Мазут, тыс. тонн	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
Уголь, тыс. тонн	1303,00	1280,00	1280,00	1302,00	1324,00
Омская ТЭЦ-5					
Мазут, тыс. тонн	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
Уголь, тыс. тонн	2846,00	2846,00	2846,00	2853,00	2859,00
Итого по АО «ТГК-11»					
Газ, млн. куб.м	974,00	985,00	985,00	990,00	995,00
Мазут, тыс. тонн	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Уголь, тыс. тонн	4149,00	4126,00	4126,00	4154,00	4183,00
АО «Омск РТС»					
Омская ТЭЦ-2					
Газ, млн. куб.м	95,63	95,63	95,63	96,38	96,61
Мазут, тыс. тонн	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Уголь, тыс. тонн	11,20	11,20	11,20	11,20	11,20
Кировская районная котельная					
Газ, млн. куб.м	161,05	161,55	161,84	161,97	161,97
Мазут, тыс. тонн	0	0	0	0	0
Итого по АО «Омск РТС»					
Газ, млн. куб.м	256,68	257,18	257,47	258,35	258,58
Мазут, тыс. тонн	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Уголь, тыс. тонн	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
ВСЕГО по АО «ТГК-11» и АО «Омск РТС»					
Газ, млн. куб.м	1230,68	1242,18	1242,47	1248,35	1253,58
Мазут, тыс. тонн	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12
Уголь, тыс. тонн	4160,2	4137,2	4137,2	4165,2	4194,2

КАРТА-СХЕМА
электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» и электрических сетей 220 – 500 кВ филиала публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей с перспективой развития до 2024 года (часть 1)



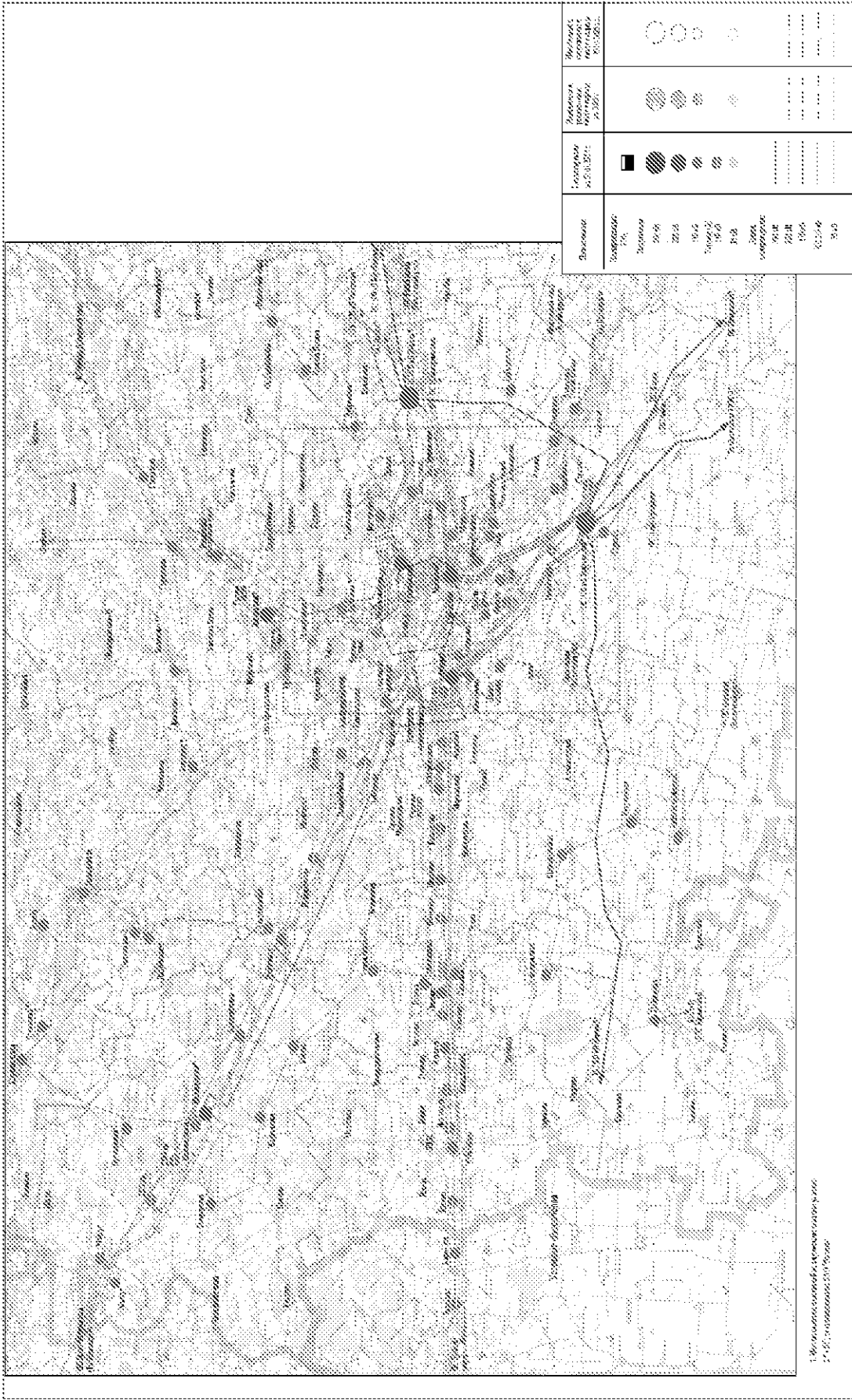
КАРТА-СХЕМА

электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» и электрических сетей 220 – 500 кВ филиала публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей с перспективой развития до 2024 года (часть 2)



КАРТА-СХЕМА

электрических сетей 110 кВ филиала публичного акционерного общества «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» и электрических сетей 220 – 500 кВ филиала публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей с перспективой развития до 2024 года (часть 3)



1. Источники информации: данные филиала «Омскэнерго» АО «Россети Сибирь»
2. Масштаб: 1:1000000

Приложение № 5
к Программе развития электроэнергетики
в Омской области на 2020 – 2024 годы

ПЕРЕЧЕНЬ

существующих линий электропередачи филиала публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей

№ п/п	Наименование линии электропередачи	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км
1	ВЛ 500 кВ Барабинская – Восход	500	75,898
2	ВЛ 500 кВ Восход – Таврическая	500	73,094
3	ВЛ 500 кВ ЕЭК (акционерное общество «Евроазиатская энергетическая корпорация») – Иртышская	500	9,987
4	ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	500	117,300
5	ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	500	165,483
6	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	500	133,400
7	ВЛ 500 кВ Восход – Витязь	500	270,312
8	ВЛ 220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1)	220	60,046
9	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 1 (Д-5)	220	5,889
10	ВЛ 220 кВ Лузино – Ароматика (Д-7)	220	27,068
11	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Лузино (Д-8/18)	220	28,711
12	ВЛ 220 кВ Лузино – Называевская (Д-9)	220	136,849
13	ВЛ 220 кВ Таврическая – Лузино I цепь (Д-11)	220	57,164
14	ВЛ 220 кВ Таврическая – Лузино II цепь (Д-12)	220	57,164
15	ВЛ 220 кВ Таврическая – Московка I цепь (Д-13)	220	44,246
16	ВЛ 220 кВ Таврическая – Московка II цепь (Д-14)	220	44,246
17	ВЛ 220 кВ Таврическая – Московка (Д-16)	220	47,315

№ п/п	Наименование линии электропередачи	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км
18	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Ароматика (Д-17)	220	4,604
19	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Нефтезаводская (Д-19)	220	7,565
20	ВЛ 220 кВ Нефтезаводская – Ульяновская (Д-29)	220	29,636
21	ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская (224)	220	18,456
22	ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская (225)	220	18,526
23	КВЛ 220 кВ Восход – Ульяновская	220	50,987
24	КВЛ 220 кВ Восход – Московка	220	46,446
25	КВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Восход	220	72,109
26	КВЛ 220 кВ Восход – Татарская	220	64,213
27	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево I цепь, с отпайкой на подстанцию Юнино	110	24,770
28	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево II цепь, с отпайкой на подстанцию Юнино	110	24,770
29	ВЛ 110 кВ Горьковская – Полтавка	110	19,330
	Общая протяженность линий электропередачи		1735,584

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения	Силовой автотрансформатор, трансформатор, реактор, трансформатор собственных нужд		Воздушные и элегазовые выключатели*		Масляные выключатели*		Отделитель с короткозамыкателем		Выключатель нагрузки, 1 – 20 кВ		
			Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	
2	Восход	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1	GL-317	10	-	-	-	-	-	-	
		500	РОМБС-60000/500	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		500	РОДУ-60000/500	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		500	РОМ-60000/500	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		35	-	-	-	-	-	ВВУ-27,5	1	-	-	-	-
		35	-	-	-	-	-	ВВН-СЭЦ-П-35-25/1600	1	-	-	-	-
		10	ТТН-А-1000/10,5/0,4	3	-	-	-	ВВН-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000	2	-	-	-	-
		10	РТСТГ-10-400-0,7	1	-	-	-	ВВ/ТЕЛ-10-20/1000	11	-	-	-	-

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения	Силовой автотрансформатор, трансформатор, реактор, трансформатор собственных нужд		Воздушные и элегазовые выключатели*		Масляные выключатели*		Отделитель с короткозамыкателем		Выключатель нагрузки, 1 – 20 кВ	
			Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.	Тип	Количество, тво, шт.
8	Загородная	220	АТДЦТН-125000/220/110/6	2	ВЭБ-220	2	–	–	–	–	–	–
		110	–	–	–	–	МКП-110	7	–	–	–	–
		6	ТМ-400/6/0,4	2	–	–	ВМП-10	31	–	–	–	–
		6	РБСДГ-10-2х2500-0,2	2	–	–	–	–	–	–	–	–

* количество указано с учетом фаз (1 единица оборудования – 3 фазы).

Приложение № 7
к Программе развития электроэнергетики
в Омской области на 2020 – 2024 годы

ПЕРЕЧЕНЬ
существующих линий электропередачи напряжением 110 кВ филиала публичного акционерного общества
«Россети Сибирь» – «Омскэнерго»

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская теплоэлектротрентраль (далее – ТЭЦ)-3 – СК-1 (С-1), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-2 (С-2)	1961	АС-480/43	0,95	–	0,95	–	1,9
ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3), ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4)	1964	АС-240/39	12,5	–	–	12,5	25
ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3), ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4)	1975	АС-240/39	1,22	–	–	1,22	2,44

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл		Железобетон
ВЛ 110 кВ Москаленки – Сельская (С-5), ВЛ 110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1980	АЖ-120	31,8	–	31,8	–	–	31,8
ВЛ 110 кВ Москаленки – Сельская (С-5), ВЛ 110 кВ Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1980	АЖ-120	35,58	–	35,58	–	–	35,58
Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1972	АС-120/19	1,7	–	–	–	1,7	3,4
Новоцарицыно – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5)	1973	АС-95/16	31,381	–	31,381	–	–	31,381
ВЛ 110 кВ Москаленки – Сельская (С-5)	1974	АЖ-120	1,3	–	1,3	–	–	1,3

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	
ВЛ 110 кВ Густафьево – Ачаирская с отпайками (С-6), ВЛ 110 кВ Ачаирская Оросительная – Иртышская (С-60)	1969	АС-120	49,1	–	–	–	49,1
ВЛ 110 кВ Густафьево – Ачаирская с отпайками (С-6), Ачаирская с отпайками (С-6), КВЛ 110 кВ Московка-ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1973	АС-120	17,651	–	–	–	17,651
ВЛ 110 кВ Густафьево – Ачаирская с отпайками (С-6), КВЛ 110 кВ Московка-ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1978	АС-120	7,427	–	–	–	7,427
ВЛ 110 кВ Густафьево – Ачаирская с отпайками (С-6), ВЛ 110 кВ Ачаирская Оросительная – Иртышская (С-60)	1979	АС-120	1,3	–	–	1,3	2,6
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7)	1990	АС-300/48	17,84	–	–	–	17,84

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7), ВЛ 110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8)	1977	АС-120	11,4	–	–	11,4	22,8
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7), ВЛ 110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8)	1985	АС-300/48	5,928	–	–	5,928	11,856
ВЛ 110 кВ ТПК Надеждинский – Загородная с отпайками (С-8)	1977	АС-300/48	19,115	–	19,115	–	19,115
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8)	1981	АС-300	4	–	4	–	4
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7)	1977	АС-300/48	8,348	–	–	8,348	16,696

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7)	1973	АС-300/48	6,93	–	6,93	–	13,86
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – ТПК Надеждинский (С-8), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7)	1961	АС-300/48	3,468	–	3,468	–	6,936
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-1 (С-9), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-2 (С-10)	1961	АС-480/43	2,96	–	2,96	–	5,92
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-1 (С-9), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-2 (С-10)	1979	АС-300/39	2,65	–	2,65	–	5,3
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-1 (С-9), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-2 (С-10)	1967	АС-300/39	3,53	–	3,53	–	7,06

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Густафьево – Москва с отпайкой на ПС Морозовка I цепь (С-11), КВЛ 110 кВ Густафьево – Москва с отпайкой на ПС Морозовка II цепь (С-12)	1981	АС-70	–	–	–	0,897	1,794
КВЛ 110 кВ Густафьево – Москва с отпайкой на ПС Морозовка I цепь (С-11), КВЛ 110 кВ Густафьево – Москва с отпайкой на ПС Морозовка II цепь (С-12)	1955	АС-150/24	–	–	13,44	13,44	26,88
ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская I цепь (С-13), ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская II цепь (С-14)	1955	АС-150/24	–	–	40,1	40,1	80,2
ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская I цепь (С-13), ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская II цепь (С-14)	1981	АС-150	–	–	1,27	0,67	2,54

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1983	АС-95	2,68	–	–	2,68	5,36
С-15, С-16	1967	АС-300/39	4,72	–	4,72	–	9,44
С-15, С-16	1979	АС-300/39	3,65	–	3,65	–	7,3
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	7,902	–	7,902	–	15,804
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	9,474	–	9,474	–	18,948

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	0,173	–	0,173	–	0,346
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	8,475	–	8,475	–	16,95
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-185/29	10,6	–	10,6	–	21,2
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	АС-150/24	9,3	–	9,3	–	18,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1970	АС-185/29	3,3	–	3,3	–	6,6
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1983	АС-240/39	1,47	–	1,47	–	2,94
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1975	АС-120/19	3,82	–	–	3,82	7,64
КВЛ 110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ 110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1979	АС-150/24	1,782	–	–	1,782	3,564

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1955	АС-150/24	9,49	–	9,49	–	18,98
КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1965	АС-150/24	1,748	–	1,748	–	3,496
КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17), КВЛ 110 кВ Москва – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1986	АС-150/24	0,17	–	0,17	–	0,34
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками	1954	АС-185/29	2	–	2	–	4

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения		
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон			
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20)	1954	АС-185/29	–	–	2,42	–	2,42	–	4,84
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками	1954	АС-185/29	–	–	0,28	–	0,28	–	0,56
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками	1954	АС-185/29	–	–	1,97	–	1,97	–	3,94
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками	1960	АС-185/29	–	–	0,053	–	0,053	–	0,106

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, ВЛ 110 кВ Октябрьская – Сыздовская (С-20), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Сыздовская с отпайками	1954	АС-185/29	2,1	–	2,1	–	4,2
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Сыздовская с отпайками	1954	АС-185/29	4,73	–	4,73	–	9,46
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, ВЛ 110 кВ Октябрьская – Сыздовская с отпайками	1960	АС-300/48	3,576	–	3,576	–	7,152
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Сыздовская с отпайками	1978	АС-300/48	4,3	–	–	4,3	8,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками	1991	АС-185/29	0,2	–	0,2	–	0,4
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками	1967	АС-185/29	0,95	–	0,95	–	1,9
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цель (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цель (С-22)	1971	АС-240/32	2,8	–	2,8	–	5,6
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цель (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цель (С-22)	1974	АС-300/48	0,18	–	0,18	–	0,36

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1972	АС-70/11	1,9	–	–	1,9	3,8
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-240/39	2,67	–	2,67	–	5,34
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-120/19	1,65	–	1,65	–	3,3
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-240/39	2,54	–	2,54	–	5,08

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	БС-185/43	1,68	–	1,68	–	3,36
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-240/39	0,43	–	0,43	–	0,86
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	АС-240/39	8,24	–	8,24	–	16,48
ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1956	АС-150/24	1,57	–	1,57	–	3,14

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24)	1956	АС-150/24	73,17	–	73,17	–	146,34
ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1956	АС-150/24	0,61	–	0,61	–	1,22
ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1956	АС-70/11	1,44	–	–	1,44	2,88
ВЛ 110 кВ Мариановка – Москаленки с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1956	АС-150/24	1,119	–	1,119	–	2,238

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Лузино – Мариановка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24)	1976	АС-150/24	3,47	–	–	3,47	6,94
ВЛ 110 кВ Москаленки – Кухарево с отпайками (С-25), ВЛ 110 кВ Кухарево – Юбилейная с отпайкой на ПС Озеро Комысловское (С-25)	1956	АС-120/19	1,215	–	1,215	–	2,43
ВЛ 110 кВ Москаленки – Кухарево с отпайками (С-25)	1980	АС-70/11	1,157	–	–	–	1,157
ВЛ 110 кВ Кухарево – Юбилейная с отпайкой на ПС Озеро Комысловское (С-25), ВЛ 110 кВ Москаленки – Исыкуль с отпайками (С-26)	1969	АС-120/19	1,71	–	–	1,71	3,42
ВЛ 110 кВ Кухарево – Юбилейная с отпайкой на ПС Озеро Комысловское (С-25), ВЛ 110 кВ Исыкуль – Юбилейная (С-26)	1976	АС-185/29	1,744	–	1,744	–	3,488

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27)	1990	АС-300/48	27,72	–	–	–	27,72
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27) (ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная с отпайками (С-7))	1985	АС-300/48	3,632	–	–	3,632	7,264
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27), ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1972	АС-70/11	2,8	–	–	–	2,8
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1977	АС-300/48	28,766	–	–	–	28,766

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл		Железобетон
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1977	АС-300/48	4,821	3,101	1,72	–	–	4,821
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27), ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1985	АС-300/48	5,94	–	–	–	5,94	11,88
ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27), ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1961	АС-240/39	1,994	1,422	–	0,572	–	2,566
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1987	АС-185/29	0,93	–	–	0,93	–	1,86

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон		
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1954	АС-185/29	2,08	–	–	2,08	–	4,16
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2003	АС-240/39	0,085	–	0,085	–	–	0,085
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2003	АС-240/39	0,032	0,032	–	–	–	0,032
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2003	АС-240/39	0,105	–	–	0,105	–	0,21
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1967	АС-240/39	1,445	–	–	1,445	–	2,89

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2004	АС-240/39	0,415	–	0,415	–	0,83
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1974	АС-240/39	0,084	0,084	–	–	0,084
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1974	АС-240/39	0,024	0,024	–	–	0,024
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1974	АС-240/39	0,172	–	0,172	–	0,344
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками, КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	2003	АС-240/39	0,039	–	0,039	–	0,078

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31)	1983	АС-120/19	5,906	–	–	–	5,906
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	4,901	–	4,901	–	9,802
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	16,457	–	16,457	–	32,914
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	24,15	–	24,15	–	48,3

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	21,48	–	21,48	–	42,96
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	1,537	–	1,537	–	3,074
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	АС-120/19	1,29	–	1,29	–	2,58
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1976	АС-120/19	3,77	–	–	3,77	7,54

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1984	АС-120/19	5,875	–	–	5,875	11,75
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1983	АС-120/19	5,89	–	5,89	–	5,89
ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская I цепь (С-33), ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская II цепь (С-34)	1956	АС-120/19	27,536	–	–	27,536	55,072
ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская I цепь (С-33), ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская II цепь (С-34)	1956	АС-120/19	23,016	–	–	23,016	46,032

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
<p>ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская I цепь (С-33),</p> <p>ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская II цепь (С-34)</p>	1956	АС-120/19	–	–	1,511	–	3,022
<p>ВЛ 110 кВ Называевская – Покровская (С-35)</p>	1980	АС-120/19	–	30,26	30,26	–	30,26
<p>ВЛ 110 кВ Называевская – Покровская (С-35)</p>	1980	АС-120/19	–	0,34	0,34	–	0,34

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Называевская – Путиловская (С-36)	1970	АС-120/19	53,4	–	–	–	53,4
ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Крутинская (опоры 1 – 208)							
ВЛ 110 кВ Крутинская – Чумановка (С-36)	1971	АС-70/11	10,17	–	–	–	10,17
ПС 110 кВ Крутинская – ПС 110 кВ Чумановка							
ВЛ 110 кВ Называевская – Путиловская (С-36), ВЛ 110 кВ Путиловская – Крутинская (С-36)	1974	АС-120/19	3,7	–	–	3,7	7,4
Отпайка на ПС 110 кВ Путиловская							
ВЛ 110 кВ Тюкалинская – Атрачи (С-37), ВЛ 110 кВ Чумановка – Атрачи (С-37)	1972	АС-70/11	37,38	–	–	–	37,38
ПС 110 кВ Чумановская – ПС 110 кВ Тюкалинская							
ВЛ 110 кВ Тюкалинская – Атрачи (С-37), ВЛ 110 кВ Чумановка – Атрачи (С-37)	1978	АС-70/11	13,95	–	–	13,95	27,9
Заход на ПС 110 кВ Атрачи							
ВЛ 110 кВ Драгунская – Голубковская (С-38), ВЛ 110 кВ Голубковская – Валувеская-1 (С-38)	1970	АС-120/19	45,14	–	–	–	45,14
ПС 110 кВ Драгунская – ПС 110 кВ Валувеская-1							

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Валувеская-1 – Тюкалинская с отпайкой на ПС Валувеская-2 (С-38)	1970	АС-120/19	11	–	–	–	11
ВЛ 110 кВ Драгунская – Голубковская (С-38), ВЛ 110 кВ Голубковская – Валувеская-1 (С-38)	1990	АС-120/19	0,6	–	–	0,6	1,2
ВЛ 110 кВ Валувеская-1 – Тюкалинская с отпайкой на ПС Валувеская-2 (С-38)	1982	АС-120/19	0,52	–	–	–	0,52
ВЛ 110 кВ Валувеская-1 – Тюкалинская с отпайкой на ПС Валувеская-2 (С-38), ВЛ 110 кВ Тюкалинская – Бекишево (С-39)	1970	АС-120/19	11,36	–	–	11,36	22,72

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-2 с отпайками (С-42), КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1965	АС-120/19	7,11	–	7,11	–	14,22
КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-2 с отпайками (С-42), КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1970	АС-120/19	1,255	–	1,255	–	2,51
КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-2 с отпайками (С-42), КВЛ 110 кВ Москва – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1968	АС-120/19	7	–	–	7	14
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Пластмасс с отпайкой на ПС Омская нефть I цепь (С-45), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Пластмасс с отпайкой на ПС Омская нефть II цепь (С-46)	1977	АС-70/11	2,3	–	2,3	–	4,6
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1955	АС-300/39	2,02	–	2,02	–	4,04

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-300/39	4,953	–	–	4,953	9,906
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-300/39	3,41	–	–	3,41	6,82
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-300/39	2,256	–	–	2,256	4,512
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-185/29	0,491	–	0,491	–	0,982

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл		Железобетон
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1971	АС-95/16	2,9	–	–	2,9	–	5,8
КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками I цепь (С-47), КВЛ 110 кВ Москва – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1980	АС-70/11	0,06	–	–	0,06	–	0,12
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-185/29	1,12	1,12	–	–	–	1,12
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-185/29	2,645	–	2,645	–	–	2,645
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-185/29	0,24	–	0,24	–	–	0,24

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-300/204	1,245	1,245	–	–	1,245
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	АС-185/29	2,85	–	2,85	–	2,85
ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1981	АС-185/29	1,12	–	1,12	–	1,12
КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53), КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	2007	АС-240/39	6,237	–	–	6,237	12,474
ВЛ 110 кВ Великорусская – Оконешниковская (С-55)	2008	АС-120/19	43,458	–	43,458	–	43,458

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Победитель - Великорусская (С-57)	1996	АС-120	44,48	-	-	44,48	44,48
ВЛ 110 кВ Новокормиловская - Победитель (С-58)	1985	АС-95	32,1	-	-	32,1	32,1
ВЛ 110 кВ Валерино - Оконешниковская (С-59)	1972	АС-95	38,4	-	-	38,4	38,4
ВЛ 110 кВ Ачаирская Оросительная – Иртышская (С-60)	1969	АС-120	29,0	-	-	29,0	29,0

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1956	АС-240/39	4,49	–	4,49	–	8,98
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1974	АС-300/39	1,645	–	1,645	–	3,29
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1974	АС-300/204	1,825	–	1,825	–	3,65
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1974	АС-300/39	1,35	–	1,35	–	2,7

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1974	АС-150/24	0,3	–	0,3	–	0,6
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1977	АС-240/39	1,94	–	–	1,94	3,88
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1970	АС-120/19	2,35	–	2,35	–	4,7
КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61), КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	2007	АС-240/39	0,563	–	0,563	–	1,126

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цель (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цель (С-64)	1964	АС-120/19	7,1	–	7,1	–	14,2
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цель (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цель (С-64)	1964	АС-120/19	5,6	–	5,6	–	11,2
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цель (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цель (С-64)	1964	АС-120/19	2,61	–	2,61	–	5,22
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цель (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цель (С-64)	1964	АС-120/19	2,381	–	2,381	–	4,762
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цель (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цель (С-64)	1979	АЖ-120	6,5	–	–	6,5	13,0

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1976	АС-120/19	–	–	–	1,29	2,58
ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1980	АС-70	–	–	–	0,05	0,1
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65)	1962	АС-185	–	61,6	–	61,6	61,6
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65)	1972	АС-95	–	18,6	–	18,6	18,6
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65)	1970	АС-70	–	7,4	–	7,4	7,4
ВЛ 110 кВ Стрела – Таврическая-С (С-65)	1969	АС-120	–	3,46	–	3,46	3,46
Таврическая-С							

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65), ВЛ 110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66)	1962	АС-185	0,35	–	–	0,35	1,7
ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65), ВЛ 110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66)	1976	АС-120	1,6	–	–	1,6	3,2
ВЛ 110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66)	1976	АС-150	16,1	–	16,1	–	16,1
ВЛ 110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66), ВЛ 110 кВ Память Тельмана – Азово (С-69)	1986	АС-150	0,6	–	–	0,6	1,2

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор			
ВЛ 110 кВ Лузино – Новоселецк (С-67), ВЛ 110 кВ Новоселецк – Амре (С-67), ВЛ 110 кВ Амре – Жатва (С-67), ВЛ 110 кВ Лузино – Фадино (С-68), ВЛ 110 кВ Фадино – Стрела-Г (С-68), ВЛ 110 кВ Стрела-Г – Жатва (С-68)	1979	АС-150	93,85	–	–	93,85	187,7
ВЛ 110 кВ Память Тельмана – Азово (С-69)	1976	АС-150	11,0	–	11,0	–	11,0
ВЛ 110 кВ Память Тельмана – Азово (С-69), ВЛ 110 кВ Азово – Сосновская (С-98)	1995	АС-150	10,83	–	–	10,83	21,66
ВЛ 110 кВ Саргатская – Баженово (С-70), ВЛ 110 кВ Баженово – Бекишево (С-70)	1970	АС-120/19	59,5	–	59,5	–	59,5
ВЛ 110 кВ Саргатская – Баженово (С-70), ВЛ 110 кВ Баженово – Бекишево (С-70)	1983	АС-120/19	5,88	–	–	5,88	11,76

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км						Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		Железобетон		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон			
ВЛ 110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71), ВЛ 110 кВ Щербаки – Колосовка (С-71)	1981	АС-150, АС-120	93,700	5,75	87,95	–	–	93,7	
ВЛ 110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71), ВЛ 110 кВ Щербаки – Колосовка (С-71)	1994	АпС-150	2,730	–	–	0,73	2	5,46	
ВЛ 110 кВ Саргатская – Свердловло (С-72), ВЛ 110 кВ Свердловло – Ингалы (С-72), ВЛ 110 кВ Ингалы – Маяк (С-72), ВЛ 110 кВ Маяк – Шишицино (С-72), ВЛ 110 кВ Шишицино – Большеречье (С-72)	1969	АС-120	93,900	1,4	92,5	–	–	93,9	
ВЛ 110 кВ Саргатская – Свердловло (С-72), ВЛ 110 кВ Свердловло – Ингалы (С-72)	1980	АЖ-120	1,260	–	–	0,5	0,76	2,52	
ВЛ 110 кВ Свердловло – Ингалы (С-72), ВЛ 110 кВ Ингалы – Маяк (С-72), ВЛ 110 кВ Ингалы – Маяк (С-72)	1977	АС-120	0,260	–	–	0,26	–	0,52	
110 кВ Ингалы – Маяк (С-72), ВЛ 110 кВ Маяк – Шишицино (С-72)	1984	АС-120	0,840	–	–	0,2	0,64	1,68	

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					
			Итого	Протяженность по трассам		Протяженность по трассам		Всего с учетом двухцепного исполнения
				Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Маяк – Шипицино (С-72), ВЛ 110 кВ Шипицино – Большеречье (С-72)	1989	АС-120	0,025	–	0,025	–	0,05	
ВЛ 110 кВ Телевизионная – Тара (С-73), ВЛ 110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73), ВЛ 110 кВ Новологиново – Заливино (С-73)	1973	АС-120	33,700	1,5	32,2	–	33,7	
ВЛ 110 кВ Телевизионная – Тара (С-73), ВЛ 110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73)	1994	АС-120	1,053	–	0,75	0,303	2,106	
ВЛ 110 кВ Евгашино – Новологиново с отпайкой на ПС Почекуево (С-73)	1984	АС-120	10,380	–	2,5	7,88	20,76	
ВЛ 110 кВ Заливино – Телевизионная (С-73), ВЛ 110 кВ Новологиново – Заливино (С-73)	1979	АС-120	1,000	–	0,5	0,5	2	
ВЛ 110 кВ Телевизионная – Тара (С-73), ВЛ 110 кВ Тара – Екатеринбургская (С-77)	1971	АС-120	5,800	–	5,8	–	11,6	
ВЛ 110 кВ Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А)	1971	АС-70	53,400	2,5	50,9	–	53,4	

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км					Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам					
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А), ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1975	АС-70	2,020	–	–	0,7	1,32	4,04
Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А), ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1971	АСУ-185	1,334	–	–	1,334	–	2,668
ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1971	АС-120	12,250	–	12,25	–	–	12,25
ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1986	АС-95	0,520	0,26	0,26	–	–	0,52
ВЛ 110 кВ Бражниково – Большие Кучки (С-75), ВЛ 110 кВ Колосовка – Бражниково (С-75)	1978	АС-120	1,000	0,2	0,8	–	–	1

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Бражниково – Большие Кучки (С-75), ВЛ 110 кВ Большие Кучки – Тара (С-75)	1971	АС-120	1,800	–	1,8	–	1,8
ВЛ 110 кВ Колосовка – Бражниково (С-75), ВЛ 110 кВ Бражниково – Большие Кучки (С-75), ВЛ 110 кВ Большие Кучки – Тара (С-75)	1978	АС-120	75,550	15,6	59,95	–	75,55
ВЛ 110 кВ Тара – Знаменка (С-76)	1979	АС-150	0,300	–	0,3	–	0,3
ВЛ 110 кВ Тара – Знаменка (С-76)	1971	АС-150	51,400	–	51,4	–	51,4
ВЛ 110 кВ Тара – Екатеринбургская (С-77)	1971	АС-120, АСУ-185	8,700	–	8,2	0,5	9,2

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Шухово – Бакшеево (С-78)	1973	АС-70	39,740	–	–	–	39,74
ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1988	АС-70	1,040	0,5	0,54	–	1,04
ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1985	АС-70	0,240	0,24	–	–	0,24
ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1974	АС-70	46,500	–	46,5	–	46,5
ВЛ 110 кВ Утьма – Усть-Ишим (С-79)	1979	АС-70	39,800	0,4	39,4	–	39,8
ВЛ 110 кВ Усть-Ишим – Орехово (С-80), ВЛ 110 кВ Орехово – Каргалы (С-80)	1971	АС-95	0,600	0,45	0,15	–	0,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом			
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Материала опор	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Усть-Ишим – Орехово (С-80), ВЛ 110 кВ Орехово – Каргалы (С-80)	1971	АС-95	87,150	0,75	86,4	–	–	87,15
ВЛ 110 кВ Знаменка – Радищева (С-81), ВЛ 110 кВ Радищева – Большие Уки (С-81)	1973	АС-70	0,420	–	–	0,42	–	0,84
ВЛ 110 кВ Знаменка – Радищева (С-81), ВЛ 110 кВ Радищева – Большие Уки (С-81)	1971	АС-70	88,000	0,25	87,75	–	–	88
ВЛ 110 кВ Знаменка – Шухово (С-82)	1972	АС-70	28,400	0,5	27,9	–	–	28,4
ВЛ 110 кВ Екатерининская – Избышева (С-83)	1983	АЖ-120	50,690	0,52	50,17	–	–	50,69
С-84	1989	АС-120	73,800	3	70,8	–	–	73,8

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км							
			Протяженность по трассам			Всего с учетом двухцепного исполнения				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Больперечь – Такмык (С-85), ВЛ 110 кВ Такмык – Евгацино (С-85)	1979	АС-120	56,000	1,8	54,2	–	–	–	–	56
ВЛ 110 кВ Больперечь – Такмык (С-85), ВЛ 110 кВ Такмык – Евгацино (С-85)	1976	АС-120	2,800	–	–	0,75	2,05	–	–	5,6
ВЛ 110 кВ Шухово – Новоягодное (С-86), ВЛ 110 кВ Шухово – Новоягодное (С-87)	1988	АС-95	16,603	–	–	–	14	2,603	–	33,206
ВЛ 110 кВ Бакшеево – Тевриз (С-88)	1973	АС-70	39,300	–	39,3	–	–	–	–	39,3
ВЛ 110 кВ Усть-Ишим – Большая Тава (С-89)	1988	АС-95, АС-120	25,342	1,62	23,722	–	–	–	–	25,342
ВЛ 110 кВ Кировская – Карбышево – Власть Труда (С-90)	1978	АС-120	6,6	–	6,6	–	–	–	–	6,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Власть Труда – Гауф (С-90)	1974	АС-120	14,53	–	–	–	14,53
ВЛ 110 кВ Копейкино – Гауф (С-90)	1979	АС-120	34,3	–	–	–	34,3
ВЛ 110 кВ Стрела – Копейкино (С-90)	1969	АС-120	9,2	–	–	–	9,2
ВЛ 110 кВ Кировская – Карбышево (С-90)	1978	АС-185	3,9	–	–	–	3,9
ВЛ 110 кВ Стрела – Новоуральская (С-91)	1962	АС-185	53,7	–	–	–	53,7
ВЛ 110 кВ Стрела – Новоуральская (С-91)	1985	АС-185	1,24	–	–	–	1,24

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Русская Поляна – Южная (С-92)	1978	АС-120	33,706	–	–	–	33,706
ВЛ 110 кВ Павлоградская – Русская Поляна (С-93)	1978	АС-120	70,05	–	–	–	70,05
ВЛ 110 кВ Одесская – Павлоградская (С-94)	1977	АС-120	34,2	–	–	–	34,2
ВЛ 110 кВ Южная – Новоуральская (С-95)	1967	АС-120	42,2	–	–	–	42,2
ВЛ 110 кВ Шербакульская – Кутузовская (С-96)	1977	АС-120/19	19,6	–	–	–	19,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	
ВЛ 110 кВ Кутузовская – Екатеринославская (С-96)	1977	АС-120/19	16,3	–	–	–	16,3
ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Одесская (С-96)	1980	АС-120/19	42,17	–	–	–	42,17
ВЛ 110 кВ Азово – Сосновская (С-98)	1976	АС-150	12,0	–	–	–	12,0
ВЛ 110 кВ Сосновская – Одесская (С-98)	1977	АС-120	45,3	–	–	–	45,3
ВЛ 110 кВ Сосновская – Одесская (С-98), ВЛ 110 кВ Одесская – Павлоградская (С-94)	1977	АС-120	8,4	–	–	8,4	16,8

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская I цепь (С-107), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская II цепь (С-108)	1983	АС-240/39	0,2	–	0,2	–	0,4
Омская ТЭЦ-5 – ПС 110 кВ Фрунзенская (опоры 1 – 3)							
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская I цепь (С-107), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская II цепь (С-108)	1970	АС-185/29	2,2	–	2,2	–	4,4
Омская ТЭЦ-5 – ПС 110 кВ Фрунзенская (опоры 3 – 11)							
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская I цепь (С-107), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская II цепь (С-108)	1970	АС-120/19	0,4	–	0,4	–	0,8
Омская ТЭЦ-5 – ПС 110 кВ Фрунзенская (отпайка на ПС 110 кВ Куйбышевская)							

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская I цепь (С-107), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская с отпайкой на ПС Куйбышевская II цепь (С-108)	1983	АС-240/39	5,15	–	5,15	–	10,3
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками I цепь (С-109), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками II цепь (С-110)	1984	АС-500/64	1,6	–	1,6	–	3,2
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками I цепь (С-109), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками II цепь (С-110)	1983	АС-500/64	0,33	–	0,33	–	0,66
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Икар (С-111), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Икар (С-112)	1982	АС-300/39	4,2	–	–	4,2	8,4

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная I цепь (С-113), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная II цепь (С-114)	1982	АС-300/39	4,3	–	–	4,3	8,6
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная I цепь (С-113), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная II цепь (С-114)	1983	АС-95/16	1,9	–	1,9	–	3,8
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Бройлерная (С-115)	1980	АС-150	8	–	–	–	8
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 2 (С-117)	1989	АПС-400/64	0,475	–	–	–	0,475
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 2 (С-117)	1979	АПС-400/64	2,291	–	–	–	2,291

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 2 (С-117)	1979	АПС-400/64	2,603	2,603	–	–	2,603
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 2 (С-117)	1979	АПС-400/64	2,024	2,024	–	–	2,024
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 2 (С-117)	1979	АПС-400/64	2,832	2,832	–	–	2,832
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 1 (С-116), ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 2 (С-117)	1979	АПС-400/64	0,65	–	–	0,65	1,3
ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 2 (С-117)	1989	АПС-400/64	0,1	–	–	0,1	0,2
ВЛ 110 кВ Ульяновская – Бройлерная (С-118)	1979	АС-150	8,6	–	8,6	–	8,6

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Ульяновская – Бройлерная (С-118), ВЛ 110 кВ Ульяновская – Дубровская (С-119)	1979	АС-185	4,66	–	–	4,66	9,32
ВЛ 110 кВ Ульяновская – Дубровская (С-119)	1982	АС-185, АС-240	29,4	–	29,4	–	29,4
ВЛ 110 кВ Сельская – Тумановская с отпайкой на ПС Птичь (С-120)	1975	АС-70/11	7,2	–	7,2	–	7,2
ВЛ 110 кВ Сельская – Тумановская с отпайкой на ПС Птичь (С-120)	1976	АС-70/11	19,6	–	19,6	–	19,6
ВЛ 110 кВ Сельская – Тумановская с отпайкой на ПС Птичь (С-120)	1980	АС-70/11	0,363	0,363	–	–	0,363

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Металл	
ВЛ 110 кВ Утичье – Тумановская (С-120)	1981	АЖ-120	34,5	–	–	–	34,5
ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Утичье (опоры 1 – 174)							
ВЛ 110 кВ Покровская – Утичье с отпайкой на ПС Жирновская (С-120)	1982	АЖ-120	21,82	–	–	–	21,82
ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Покровская – ПС 110 кВ Утичье (опоры 1 – 107)							
ВЛ 110 кВ Покровская – Утичье с отпайкой на ПС Жирновская (С-120)	1988	АС-120/19	41,1	–	–	–	41,1
ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Покровская – ПС 110 кВ Утичье (опоры 1 – 215)							
ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская-Т (С-123), ВЛ 110 кВ Калачинская-Т – Новокормиловская с отпайками (С-123), ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская (С-124), ВЛ 110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1955	АС-150/24	52,07	–	–	52,07	104,14

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Калачинская-Г – Новокормиловская с отпайками (С-123), ВЛ 110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1981	АС-150	1,27	–	0,67	0,6	2,54
ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская (С-124), ВЛ 110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1972	АС-150	0,29	–	0,09	–	0,38
ВЛ 110 кВ Горьковская – Исаковская (С-127)	1988	АС-150/24	47,94	–	–	–	47,94
ВЛ 110 кВ Красная Поляна – Дубровская (С-128), ВЛ 110 кВ Горьковская – Красная Поляна (С-128)	1982	АС-185, АС-240	37,8	–	–	–	37,8
ВЛ 110 кВ Красная Поляна – Дубровская (С-128), ВЛ 110 кВ Горьковская – Красная Поляна (С-128)	1986	АС-185	1,1	–	–	–	1,1

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Протяженность, с учетом		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Красная Поляна – Дубровская (С-128), ВЛ 110 кВ Ульяновская – Дубровская (С-119)	1987	АС-185/29	0,3	–	0,3	–	0,6
ВЛ 110 кВ Горьковская – Нижнеомская (С-129)	1983	АЖ-120	45,4	–	–	–	45,4
ВЛ 110 кВ Нижнеомская – Петропавловская (С-130)	1985	АПС-120	46,7	–	–	1,9	48,6
ВЛ 110 кВ Петропавловская – Николаевская (С-131), ВЛ 110 кВ Николаевская – Моховой Привал (С-132)	1990	АС-120	13,1	–	–	13,1	26,2
ВЛ 110 кВ Николаевская – Моховой Привал (С-132)	1986	АС-120	32,5	–	–	–	32,5

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения	
			Протяженность по трассам		Двухцепные, с учетом материала опор			
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Металл	Железобетон		
ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-133), ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-134)	1987	АС-120/19	0,151	–	–	0,151	–	0,302
ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-133), ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-134)	1956	АС-120/19	0,42	–	–	0,42	–	0,84
ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-133), ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-134)	1956	АС-120/19	0,75	–	–	0,75	–	1,5
ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-135), ВЛ 110 кВ Называевская – Мангут-Т (С-135), ВЛ 110 кВ Называевская – Мангут (опоры 1 – 199)	1971	АС-120/19	41,688	–	–	–	41,688	83,376

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ 2546 км – Мангут-Г (С-135), ВЛ 110 кВ Выстрел – Майка (С-135), ВЛ 110 кВ Выстрел – Мангут-Г с отпайкой на ПС Мангут (С-135), ВЛ 110 кВ Называевская – 2529 км (С-136), ВЛ 110 кВ 2529 км – Новоандреевская с отпайкой на ПС Мангут (С-136)	1990	АС-120/19	14,012	–	–	14,012	28,024
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-141), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-142)	1987	АС-120/19	26,127	–	–	26,127	52,254
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-141), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-142)	1987	АС-120/19	0,326	0,326	–	–	0,326

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-141), ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-142)	1956	АС-120/19	1,69	–	1,69	–	3,38
ВЛ 110 кВ Петрушенко – Петрушенко – Новомарьяновская (опоры 1 – 8)							
ВЛ 110 кВ Коммунист – Черлак (С-160)	1969	АС-120	27,7	–	–	–	27,7
ВЛ 110 кВ Черлак – Большой Атмас (С-161), ВЛ 110 кВ Большой Атмас – Татарская (С-161)	1969	АС-120	31,8	–	–	–	31,8
ВЛ 110 кВ Черлак – Большой Атмас (С-161), ВЛ 110 кВ Большой Атмас – Татарская (С-161)	1977	АС-120	1,0	–	–	1,0	2,0
ВЛ 110 кВ Коммунист – Иртышская с отпайкой на ПС Бердниково (С-162)	1969	АС-120	21,9	–	–	–	21,9

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам		Протяженность, с учетом		
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Коммунист – Иртышская с отпайкой на ПС Бердниково (С-162)	1981	АС-95	5,7	–	–	–	5,7
ВЛ 110 кВ Иртышская – Иртышская-Г (С-165), ВЛ 110 кВ Иртышская – Иртышская-Г (С-166)	1979	АС-150	1,704	–	–	–	3,408
ВЛ 110 кВ Жатва – Новоуральская – Г (С-167), ВЛ 110 кВ Новоуральская-Г – Талапкер (С-167), ВЛ 110 кВ Талапкер – Иртышская (С-167), ВЛ 110 кВ Жатва – Любовка (С-168), ВЛ 110 кВ Любовка – Иртышская (С-168)	1979	АС-150	85,206	–	–	–	170,412
ВЛ 110 кВ Иртышская – Татарская (С-170)	1984	АСУ-300, АС-240	15,5	–	–	–	15,5

Диспетчерское наименование и конечные пункты	Год ввода	Марка и сечение провода	Протяженность линий электропередачи, км				Всего с учетом двухцепного исполнения
			Протяженность по трассам				
			Итого	Одноцепные, с учетом материала опор	Двухцепные, с учетом материала опор	Железобетон	
ВЛ 110 кВ Иртышская – Сибирская оросительная (С-171)	1986	АС-240	10,72	–	–	–	10,72
ВЛ 110 кВ Новоуральская – Нововаршавская (С-172)	1974	АС-120	51,7	–	–	–	51,7
ВЛ 110 кВ Новоуральская – Пристанская (С-173)	1991	АС-120	19,3	–	–	0,1	19,4
ВЛ 110 кВ Сибирская оросительная – Нововаршавская (С-174)	1986	АС-240	38,16	–	–	–	38,16
ВЛ 110 кВ Муромцево – Рязаны (С-185), ВЛ 110 кВ Рязаны – Избышева (С-186)	1991	АС-120	76,800	4,5	1,65	2	80,45

Приложение № 8
к Программе развития электроэнергетики
в Омской области на 2020 – 2024 годы

ПЕРЕЧЕНЬ
существующих подстанций напряжением 110 кВ филиала публичного
акционерного общества «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Наименование ответственного подразделения (РЭС / служба)	Количество силовых трансформаторов	Установленная мощность, кВА	Год завершения строительства
1	Азово	110/35/10	Азовский	2	32000	1997
2	Амурская	110/10	Городской	2	50000	1983
3	Атрачи	110/10	Тюкалинский	2	12600	1978
4	Ачаирская	110/10	Омский	2	12600	1968
5	Ачаирская Оросительная	110/35/10	Омский	2	26000	1979
6	Баженово 110	110/35/10	Саргатский	1	6300	1983
7	Бакшеево	110/10	Тевризский	2	5000	1973
8	Барановская	110/10	Городской	2	90000	1976
9	Бердниково	110/35/6	Черлакский	1	6300	1981
10	Богословка	110/10	Омский	2	12600	1983
11	Большая Тава	110/10	Усть-Ишимский	1	2500	1988
12	Большеречье	110/35/10	Большереченский	2	26000	1970
13	Большие Кучки	110/10	Тарский	1	2500	1971
14	Большие Уки	110/35/10	Большеуковский	2	16300	1973
15	Большой Атмас	110/10	Черлакский	2	16300	1977
16	Бражниково	110/10	Колосовский	1	2500	1979
17	Бройлерная	110/35/10	Омский	2	50000	1979
18	Валуевская 1	110/10	Тюкалинский	1	2500	1969
19	Валуевская 2	110/35/10	Тюкалинский	1	6300	1982
20	Великорусская	110/35/10	Калачинский	2	20000	1995
21	Весенняя	110/10	Городской	2	80000	2007
22	Власть труда	110/35/6	Городской	2	26000	1978
23	Восточная	110/35/6	Городской	2	20000	1964
24	Гауф	110/10	Азовский	2	16300	1974
25	Голубковская	110/10	Любинский	2	12600	1993
26	Горьковская	110/35/10	Горьковский	2	20000	1983

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Наименование ответственного подразделения (РЭС / служба)	Количество силовых трансформаторов	Установленная мощность, кВА	Год завершения строительства
27	Дубровская	110/35/10	Кормиловский	2	12600	1987
28	Евгацино	110/10	Большереченский	2	5000	1970
29	Екатерининская	110/35/10	Екатерининский	2	20000	1971
30	Екатеринославка	110/35/10	Шербакульский	2	20000	1977
31	Животновод	110/10	Городской	2	20000	1976
32	Жирновская	110/10	Называется	1	2500	1986
33	Заливино	110/10	Тарский	2	5000	1979
34	Западная	110/10	Городской	2	50000	1979
35	Знаменка	110/10	Знаменский	2	12600	1970
36	Избышева	110/35/10	Екатерининский	2	20000	1983
37	Ингалы	110/10	Большереченский	2	5000	1968
38	Иртышская	110/10	Черлакский	2	12600	1969
39	Исаковская	110/35/10	Горьковский	2	32000	1998
40	Калачинская	110/35/10	Калачинский	2	50000	1973
41	Карбышево	110/10	Городской	2	32000	1976
42	Карташево	110/10	Муромцевский	2	12600	1976
43	Кировская	110/10	Городской	2	50000	1964
44	Колосовка	110/35/10	Колосовский	2	20000	1969
45	Коммунист	110/10	Черлакский	2	12600	1969
46	Копейкино	110/35/10	Таврический	2	20000	1969
47	Красная Поляна	110/10	Горьковский	2	5000	1986
48	Крутинская	110/35/10	Крутинский	2	32000	1970
49	Куйбышевская	110/10	Городской	2	80000	1983
50	Кутузовка	110/10	Шербакульский	1	15000	1977
51	Левобережная	110/10	Городской	2	80000	1971
52	Мангут	110/35/10	Называется	2	12600	1970
53	Маяк	110/10	Большереченский	1	2500	1984
54	Морозовка	110/10	Омский	2	20000	1981
55	Моховой Привал	110/35/10	Муромцевский	2	12600	1971
56	Муромцево	110/35/10	Муромцевский	2	26000	1971
57	Нижнеомская	110/35/10	Нижнеомский	2	20000	1985
58	Николаевская	110/10	Нижнеомский	2	12600	1990
59	Новая	110/10	Городской	2	80000	1983
60	Нововаршавская	110/35/10	Нововаршавский	2	32000	1974

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Наименование ответственного подразделения (РЭС / служба)	Количество силовых трансформаторов	Установленная мощность, кВА	Год завершения строительства
61	Новокормиловская	110/35/10	Кормиловский	2	32000	1981
62	Новологиново	110/10	Большереченский	1	2500	1971
63	Новолобинская	110/35/10	Любинский	2	50000	1976
64	Новомарьяновская	110/35/10	Марьяновский	2	32000	1987
65	Новотроицкая	110/35/10	Омский	2	26000	1977
66	Новоуральская	110/35/10	Таврический	2	20000	1985
67	Новоцарицино	110/10	Москаленский	2	5000	1972
68	Новаягодное	110/10	Знаменский	2	12600	1988
69	Одесская	110/35/10	Одесский	2	20000	1982
70	Оконешниково	110/35/10	Оконешниковский	2	20000	1972
71	Октябрьская	110/10	Городской	3	120500	1953
72	Омская нефть	110/6	Городской	2	50000	1978
73	Орехово	110/10	Усть-Ишимский	2	5000	1971
74	Оросительная	110/10	Муромцевский	1	6300	1985
75	Павлоградская	110/35/10	Павлоградский	2	20000	1977
76	Память Тельмана	110/10	Азовский	2	12600	1986
77	Парниковая	110/10	Омский	2	20000	1983
78	Петропавловская	110/10	Нижнеомский	2	5000	1986
79	Победитель	110/35/10	Кормиловский	2	12600	1985
80	Покровская	110/10	Называевский	2	5000	1981
81	Почекуево	110/10	Большереченский	1	2500	1984
82	Пристанская 110	110/35/10	Таврический	1	16000	1989
83	Птицефабрика	110/35/10	Омский	2	20000	1973
84	Птичья	110/10	Москаленский	2	8800	1980
85	Путиловская	110/10	Называевский	1	2500	1974
86	Радицево	110/10	Большеуковский	2	5000	1973
87	Романенко	110/35/10	Горьковский	2	12600	1973
88	Русская Поляна	110/35/10	Русско-Полянский	2	32000	1988
89	Рязаны	110/10	Муромцевский	2	12600	1990
90	Саргатская	110/35/10	Саргатский	2	26000	1962
91	Свердлово	110/10	Саргатский	1	2500	1980
92	Северо-Западная	110/10	Городской	2	80000	1979
93	Сельская	110/35/10	Москаленский	2	20000	1974
94	Сибзавод	110/10	Городской	2	64000	1967

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Наименование ответственного подразделения (РЭС / служба)	Количество силовых трансформаторов	Установленная мощность, кВА	Год завершения строительства
95	Сибирская Оросительная	110/35/10	Нововаршавский	2	10000	1990
96	Советская	110/10	Городской	2	32000	1973
97	Сосновская	110/35/10	Таврический	2	20000	1965
98	Стрела	110/10	Таврический	2	32000	1976
99	Сургутская	110/35/10	Городской	2	50000	1974
100	Съездовская	110/10	Городской	2	50000	1991
101	Таврическая	110/10	Таврический	1	6300	1963
102	Такмык	110/10	Большереченский	2	5000	1976
103	Тара	110/35/10	Тарский	2	32000	1964
104	Татарская	110/10	Черлакский	2	16300	1969
105	Тевриз	110/35/10	Тевризский	2	12600	1973
106	Телевизионная	110/10	Тарский	2	12600	1994
107	ТПК Надеждинский	110/10	Городской	2	32000	1981
108	Тумановка	110/35/10	Москаленский	2	12600	1975
109	Тюкалинская	110/35/10	Тюкалинский	2	32000	1970
110	Усть-Ишим	110/35/10	Усть-Ишимский	2	20000	1971
111	Утичье	110/10	Называевский	1	2500	1981
112	Утьма	110/10	Тевризский	2	5000	1974
113	Фрунзенская	110/10	Городской	2	80000	1983
114	Центральная	110/10	Городской	2	80000	1959
115	Черлак	110/35/10	Черлакский	2	26000	1969
116	Чунаевка	110/10	Городской	2	20000	1979
117	Шербакуль	110/35/10	Шербакульский	2	20000	1973
118	Шипицино	110/10	Большереченский	1	6300	1990
119	Шухово	110/10	Знаменский	2	5000	1973
120	Щербаки	110/35/10	Саргатский	2	12600	1990
121	Энтузиастов	110/10	Городской	2	80000	2004
122	Южная	110/35/10	Павлоградский	2	12600	1967
123	Прибрежная	110/10	Городской	2	80000	2010
124	Юбилейная	110/35/10	Исилькульский	2	41000	1975
125	Полтавская	110/35/10	Полтавский	2	20000	1973

Приложение № 9
к Программе развития электроэнергетики
в Омской области на 2020 – 2024 годы

СОСТАВ
оборудования омских теплоэлектростанций (далее – ТЭС) акционерного
общества «Территориальная генерирующая компания № 11»

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
Омская ТЭС-3					
Турбоагрегаты					
1	LM-2500+G4 DLE (газовая турбина в составе парогазовой установки)	GE Energy	2011	2013	2034
2	LM-2500+G4 DLE (газовая турбина в составе парогазовой установки)	GE Energy	2011	2013	2035
3	T-20/22-5,5/0,08 (паровая турбина в составе парогазовой установки)	Калужский турбинный завод	2012	2013	2050
9	ПТ-60-90/13	Ленинградский металлический завод	1958	1958	1995 / 2022
10	T-120/130-12,8	Ленинградский металлический завод	2015	2016	2057
11	ПТ-60/65-130/13	Ленинградский металлический завод	1961	1962	1993 / 2025
12	ПТ-60-130/13	Ленинградский металлический завод	1963	1963	1993 / 2025

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
13	P-60-130-1	Ленинградский металлический завод	1963	1964	1995 / 2040
Котлоагрегаты					
1	E-38,3/8,1-5,5/0,63-521/230 (котел-утилизатор в составе парогазовой установки)	Таганрогский котельный завод	2013	2013	–
2	E-38,3/8,1-5,5/0,63-521/230 (котел-утилизатор в составе парогазовой установки)	Таганрогский котельный завод	2012	2013	–
8	ТП-230	Таганрогский котельный завод	1956	1957	–
9	ТП-230	Таганрогский котельный завод	1957	1958	–
10	ТП-230	Таганрогский котельный завод	1958	1958	–
11	ТП-82	Таганрогский котельный завод	1958	1961	–
12	ТП-82	Таганрогский котельный завод	1961	1962	–
13	ТП-82	Таганрогский котельный завод	1962	1963	–
14	ТП-82	Таганрогский котельный завод	1964	1964	–
Электрические генераторы					
1	Brush типа BDAX 193 ERH (генератор газовой турбины ст. № 1)	BRUSH Electrical Machines Ltd.	2011	2013	–

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
2	Brush типа BDAX 193 ERH (генератор газовой турбины ст. № 2)	BRUSH Electrical Machines Ltd.	2011	2013	–
3	ТТК-25-2УЗ- П (генератор паровой турбины ст. №3)	Общество с ограниченной ответственностью «Электротяжмаш-Привод» город Лысьва	2012	2013	–
9	ТВФ-63-2ЕУЗ	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1989	1991	–
10	ТЗФП-130- 2УЗ	Открытое акционерное общество «Силовые машины»	2014	2016	
11	ТВФ-63-2ЕУЗ	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1991	1993	–
12	ТВ2-60-2	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1963	1963	–
13	ТТК-63-2УЗ- П	Общество с ограниченной ответственностью «Электротяжмаш-Привод» город Лысьва	2014	2014	–
Омская ТЭЦ-4					
Турбоагрегаты					
4	Р-50-130/15	Ленинградский металлический завод	1967	1968	2008 / 2023
6	Т-100/120-130-2	Уральский турбомоторный завод	1971	1971	2002 / 2022
7	Т-100/120-130-2	Уральский турбомоторный завод	1971	1972	2006 / 2020
9	ПТ-135/165-130/15	Уральский турбомоторный завод	1978	1978	2011 / 2023

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
Котлоагрегаты					
4	БКЗ-320-140	Барнаульский котельный завод	1967	1968	–
7	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1969	1972	–
8	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1972	1973	–
9	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1974	1974	–
11	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1978	1979	–
12	БКЗ-420-140	Барнаульский котельный завод	1979	1982	–
Электрические генераторы					
4	ТВФ-60-2	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1967	1968	–
6	ТВФ-120-2	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1971	1971	–
7	ТВФ-120-2	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1972	1972	–
9	ТВВ-165-2	Ленинградский завод «Электросила»	1978	1978	–
Омская ТЭЦ-5					
Турбоагрегаты					
1	ПТ-98/108-12,8/1,28	Ленинградский металлический завод	1979	1980	2011 / 2021
2	ПТ-98/110-130/13-1М	Ленинградский металлический завод	1980	1980	2012 / 2020
3	Т-175/210-130	Уральский турбомоторный завод	1981	1982	2017 / 2020
4	Т-175/210-130	Уральский турбомоторный завод	1983	1984	2019 / 2032
5	Т-185/220-130	Уральский турбомоторный завод	1985	1988	2021
Котлоагрегаты					
1	ПТВМ-180 (водогрейный)	Барнаульский котельный завод	1976	1976	–

Станционный номер агрегата	Тип агрегата	Изготовитель агрегата	Год изготовления агрегата	Год ввода агрегата в эксплуатацию	Год достижения паркового / индивидуального ресурса турбоагрегата
2	ПТВМ-180 (водогрейный)	Барнаульский котельный завод	1976	1978	–
3	ПТВМ-180 (водогрейный)	Барнаульский котельный завод	1978	1979	–
1	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1978	1980	–
2	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1980	1981	–
3	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1981	1982	–
4	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1982	1983	–
5	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1983	1984	–
6	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1984	1985	–
7	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1985	1986	–
8	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1986	1988	–
9	БКЗ-420-140-5 (паровой)	Барнаульский котельный завод	1987	1989	–
Электрические генераторы					
1	ТВФ-120-2УЗ	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1978	1980	–
2	ТВФ-120-2УЗ	Новосибирский завод «Сибэлектротяжмаш»	1980	1980	–
3	ТГВ-200- 2МУЗ	Харьковский завод «Электротяжмаш»	1981	1982	–
4	ТГВ-200- 2МУЗ	Харьковский завод «Электротяжмаш»	1984	1984	–
5	ТГВ-200- 2МУЗ	Харьковский завод «Электротяжмаш»	1987	1988	–